

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R. 1830
22 de Julio de 1998

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

PROYECTO OLADE/CEPAL/GTZ
Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y
el Caribe

Estudio de Caso de Bolivia*

(*) Este trabajo ha sido realizado por los consultores Sres. Carlos Ríos Dabdoub y Miguel Fernández Fuentes y coordinado por el Sr. Hugo Altomonte en el marco del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ "Energía y desarrollo en América Latina y el Caribe", que cuenta con el financiamiento del Gobierno de Alemania. Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organizaciones. Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

98-7-575

Indice

RESUMEN	3
INTRODUCCIÓN	5
I. ENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE	9
A. Contexto Sectorial	9
B. El Sector Energético Boliviano.....	10
C. Comportamiento de los Diferentes Energéticos.....	17
D. Energía y Crecimiento Económico	19
E. Energía y Equidad.....	26
F. Energía y Medio Ambiente.....	31
II. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS	35
A. El Sector Energético Antes de la Reforma	35
B. Los Cambios Estructurales en El Sector Energético	37
C. Las Reformas en Energía Rural y Eficiencia Energética	46
D. Impactos de las Reformas	51
III. REFORMAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO	59
A. Descripción del Sector Eléctrico en Bolivia	59
B. La Empresa Nacional de Electricidad – ENDE	62
C. La Reforma del Sector Eléctrico	64
D. Los Riesgos Actuales del Proceso	69
E. Recomendaciones y Desafíos.....	79
IV. LAS REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS	80
A. Descripción del Sector Hidrocarburífero en Bolivia.....	80
B. Hidrocarburos y Desarrollo Económico	87
C. La Reforma del Sector	88
D. El Gasoducto Bolivia - Brasil	95
E. El Nuevo Proceso.....	98
F. El Desarrollo de la Integración	109
V. USO RACIONAL DE ENERGÍA	110
A. Antecedentes.....	110
B. Análisis Sectorial	111
C. Barreras y Limitantes Para Acciones en Eficiencia Energética	120
D. La Estrategia Nacional de Eficiencia Energética	121
E. El Mercado Potencial Para el Ahorro y Sustitución de Energéticos	123

VI. DESARROLLO ENERGÉTICO Y MEDIO AMBIENTE	127
A. El Peso del Sector Energético en el Medio Ambiente	125
B. El Desafío Ambiental en el Largo Plazo	126
C. Posibilidades de Ahorros Ambientales con Energías Renovables y Gas Natural	132
D. Normatividad Ambiental en el Sector Energético	136
E. Implementación Conjunta	142
VII. IMPACTO DE LAS REFORMAS SOBRE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	146
A. Planificación e Inversión	144
B. Planificación Sectorial	152
C. Sistema de Información	159
VIII. ENERGÍA RURAL	160
A. La Situación Energética Rural	160
B. La Electrificación Rural	167
C. Desarrollo Sectorial en Energía Rural a Partir de las Reformas	172
D. Actores Institucionales en Energía Rural	175
E. Energía Rural y Desarrollo Sostenible	182
IX. LINEAMIENTOS DE POLÍTICAS FUTURAS	189
A. Los Objetivos para el Desarrollo Energético Sostenible	187
B. Indicadores del Desarrollo Energético Sostenible	190
C. Instrumentos para una Política Energética	192
D. Líneas de Acción y Mecanismos	195
ANEXOS	207

Abreviaciones Utilizadas

AECI:	Agencia Española de Cooperación Internacional
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAINCO:	Cámara de Industria y Comercio de Santa Cruz
CENERGIA:	Centro de Conservación de Energía
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIF:	Costo, Seguro, Flete
COBEE:	Compañía Boliviana de Energía Eléctrica
COFER	Corporación de Fomento Energético Rural
CRE:	Cooperativa Rural de Electrificación Limitada
DGH:	Dirección Nacional de Hidrocarburos
DIFER:	Dirección de Fomento Energético Rural
DINE:	Dirección Nacional de Electricidad
EE:	Eficiencia Energética
EER:	Estrategia Nacional de Energía Rural
ELFEC	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba
EN-DE:	Empresa Nacional de Electricidad
EPA:	Environment Protection Agency
ESMAP:	Energy Sector Management Assistance Program
FAO:	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación
FDC:	Fondo de Desarrollo Campesino
FIS:	Fondo de Inversión Social
FNDR:	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
GEF:	Global Environmet Facility
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GN:	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GTZ:	Cooperación Técnica Alemana
ICE:	Impuesto a los Consumos Específicos
INE:	Instituto Nacional de Estadística
IRPE:	Impuesto a la Renta Presunta de las Empresas
IT:	Impuesto a las Transacciones
IVA:	Impuesto al Valor Agregado
JUNAC:	Junta del Acuerdo de Cartagena
LA:	América Latina
LEAP:	Long-range Energy Altematives Planning
LPP:	Ley de Participación Popular
MDSMA:	Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente
MERCOSLTR:	Mercado Común del Sur
NAPS:	NESTE Advanced Power Systems
NRECA:	National Rural Electric Cooperative Association

OEA:	Organización de Estados Americanos
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía
ONG'S:	Organizaciones No Gubernamentales
PAIE:	Programa Andino de Integración Energética
PIB:	Producto Interno Bruto
PNUD:	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PROPER:	Programa para la Difusión de Energías Renovables
RC:	Régimen Complementario
SIRESE:	Sistema de Regulación Sectorial
S.N.E.:	Secretaría Nacional de Energía
SSDR:	Subsecretaría de Desarrollo Rural
UDAPE:	Unidad de Análisis de Políticas Económicas
USA:	United States of América
YPFB:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Unidades

US\$:	Dólares Americanos
Bs.:	Bolivianos (Moneda local)
kW:	Kilowatts
kWh:	Kilowatts hora
MWh:	Megawatts hora
l:	litros
m ³ :	metros cúbicos
m ² :	metros cuadrados
m:	metros
Tn	Toneladas
MW:	Megawatts
W	Watts
Wp:	Watts pico
kep:	kilogramo equivalente de petróleo
TEP:	Tonelada Equivalente de petróleo
BEP:	Barril equivalente de petróleo
pc:	Pies cúbicos
mm:	Millones
m:	Miles

Tasa de Cambio

A Octubre de 1997 la tasa de cambio respecto al dólar americano es de: 1 US\$ = 5,30 Bs.

Resumen

Este trabajo ensaya una evaluación de las implicaciones y consecuencias de las transformaciones en el sector energético y su interrelación con el desarrollo sostenible dentro del contexto del proceso de reformas económicas y estructurales iniciado en la década de los años ochenta, así como proponer una serie de lineamientos de política que propenda al desarrollo energético sostenible.

Bolivia fue uno de los primeros países de la Región en implementar un conjunto de medidas hasta cierto punto heterodoxas, por lo que el objetivo general del estudio fue realizar un relevamiento de la política energética en ejecución, su proceso de implementación, así como una evaluación en las dimensiones económicas, sociales y ambientales.

En el estudio se concluye que no es posible aseverar categóricamente la compatibilidad global del modelo con los objetivos del desarrollo sostenible. Las diferentes facetas que involucran este análisis así como las estrechas interrelaciones existentes entre los diversos sectores lo impiden. Las reformas efectuadas en Bolivia se pueden separar en dos grupos: el primero, un bloque de reformas estructurales de corte económico que marcan el ingreso de Bolivia hacia una economía de mercado, globalizada y altamente competitiva; y el segundo bloque de reformas reflejan la intención de introducir mejoras en términos sociales, redistributivos (en el plano económico) y, participativos y descentralizadores (en el plano democrático).

Evaluando el desarrollo del **plano social** se puede decir a nivel general que existen contraposiciones entre la política social y la actual política económica. En este aspecto el modelo de desarrollo encarado en el país dificulta el saldar la deuda social, lo que significa un riesgo para la sostenibilidad en el mediano y largo plazo. La pobreza será aún persistente. En el sector energético, los temas de cobertura, oportunidad y equidad en el acceso a la energía, requerirán de esfuerzos notables (en términos políticos y de inversión) para una implementación efectiva.

En términos estrictamente **macroeconómicos** el modelo exportador (principalmente de Gas Natural) elegido, plantea el desafío en cuanto a la utilización de los recursos que se obtengan de la exportación. Los excedentes deberían permitir desarrollar actividades económicas de mayor valor agregado, que posibiliten diversificar la economía del país y controlar el riesgo de una mala aplicación de los excedentes financieros, lo que implica un fortalecimiento del Estado en su rol normativo y de generador de políticas sostenibles.

En el plano de los **recursos naturales y el medio ambiente**, existe todo un entorno legal auspicioso para el sector energético. Mientras se cumplan las normas establecidas, por lo menos sectorialmente, no habrían problemas mayores que atenten a la sostenibilidad.

Introducción

En el marco del proyecto “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe” desarrollado con el auspicio de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Comisión Económica para América Latina y El Caribe de las Naciones Unidas (CEPAL) y la agencia de cooperación alemana Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), se inscribe este estudio luego de trabajos similares realizados en Chile, Colombia y El Salvador.

Desde el período de las nacionalizaciones y en particular a partir de mediados de los ochenta, América Latina y El Caribe asiste a la mayor transformación del sector energético. Dicha transformación abarca a todos los subsectores e implica, según las realidades de cada país, la gradual abolición de monopolios en algunos mercados energéticos, la introducción de competencia, la participación de nuevos actores, la reorientación comercial de las empresas públicas, una nueva repartición del trabajo entre sector privado y el Estado, el retiro del Estado de las actividades empresarias y un mayor protagonismo privado, nuevas funciones del Estado en la Regulación del Sector, etc. Estos cambios coinciden con otros procesos tan importantes como la democratización y la descentralización por una parte, y por otra, con la creciente tendencia a la globalización y la integración económica. En este contexto, del cual Bolivia fue uno de los primeros países, es importante evaluar las implicaciones y consecuencias de las transformaciones en el sector energético y su interrelación con el desarrollo sostenible.

En Bolivia parece no existir trabajos que evalúen esos fenómenos de una forma integral, menos aún evaluaciones que relacionen esas tendencias con los objetivos del desarrollo sustentable, a pesar que este último se vuelve cada vez más un objetivo reconocido internacionalmente y por los países de América Latina y El Caribe.

El proyecto OLADE/CEPAL/GTZ ha identificado varias dimensiones del desarrollo sustentable (política, económica, social, ambiental -que incluye a los recursos naturales) cuya relación con la energía permite determinar el estado actual del desarrollo sustentable, analizar los efectos de la transición derivada del proceso de reformas del Estado e inferir dichos efectos a futuro. Por ello el objetivo general de este trabajo es realizar un relevamiento de las políticas energéticas, en ejecución y en proceso de implementación, y una evaluación de las mismas que satisfagan los propósitos del desarrollo sustentable en sus dimensiones económicas, sociales, ambientales y naturales.

El primer capítulo presenta una serie de indicadores que reflejen la contribución del sector energético al desarrollo sustentable, destacándose, entre otros aspectos, las relaciones e indicadores⁽¹⁾: energía y economía; energía y equidad; energía y recursos naturales/medio ambiente.

¹ Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ: "Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: Síntesis Regional". Quito, Junio de 1996

El contexto en que se aplicó la reforma del sector energético, sus principales orientaciones, los aspectos en que incidió en cada uno de los subsectores eléctrico e hidrocarburos, y la secuencia temporal de las medidas adoptadas son presentados en el segundo capítulo. Se trata de visualizar en qué medida las reformas se vieron influenciadas por las orientaciones de la política económica y de qué manera contribuyó al crecimiento y la estabilización, las ventajas y desventajas de la capitalización -a nivel global de la economía y a nivel del sector energético-, y si bien es poco el tiempo transcurrido, en qué medida la capitalización de las empresas energéticas contribuye al crecimiento y la estabilización.

En el tercer capítulo se evalúan los efectos de las reformas y de los marcos regulatorios del sector eléctrico, sobre: Inversiones y exportaciones; Desarrollo de las Fuentes Renovables y Cogeneración; Impacto fiscal; Política tarifaria, Estructura del mercado, Desintegración vertical, etc. Desde el punto de vista institucional y del marco regulatorio, interesa conocer la correspondencia que existe entre las atribuciones y funciones conferidas y la capacidad efectiva de regulación y fiscalización de las instituciones; si el marco regulatorio y la institucionalidad garantizan la eficiencia energética (URE); si en la estructura del mercado adoptada y resultante de la reforma y del marco regulatorio, existen segmentos competitivos y si la desintegración vertical promueve una mayor competencia así como una mayor equidad. También se destacan los aspectos del marco regulatorio y la institucionalidad que se consideran débiles o vulnerables.

Dado el peso del subsector hidrocarburos en la economía, el proceso de reforma del mismo analizada en el cuarto capítulo, incluye una serie de aspectos tales como las compatibilidades regulatorias y/o desregulatorias entre los subsectores petróleo, gas y electricidad; la coherencia del modelo hidrocarburífero exportador: recursos últimos/ reservas/ producción/ exportación; los efectos fiscales de la política petrolera y gasífera; la política de precios de los hidrocarburos; la evaluación de las ventajas y desventajas de la desintegración vertical.

En los capítulos quinto y sexto se examinan dos de los tópicos relacionados con el desarrollo sustentable: el Uso Racional de la Energía y la Sustentabilidad Ambiental, es decir lo relativo a la evaluación de la regulación y normas; el desarrollo de standard; la política de información y difusión; el impacto de la política ambiental sobre el uso racional de la energía; los procesos de sustitución de energía; las políticas generales relativas a la sustentabilidad ambiental y el marco institucional; la gestión energética y el manejo integral de los recursos naturales precisando los niveles de coordinación inter-institucionales; los desafíos ambientales a mediano y largo plazo y las acciones vinculadas con la diversificación de las fuentes energéticas.

El séptimo capítulo evalúa el impacto de la reforma sobre la planificación energética y los sistemas de información. Surgen de este análisis una serie de interrogantes relativos a las bases normativas, institucionales y operativas de la planificación energética; sobre el alcance de la planificación; la inclusión de los objetivos del desarrollo sustentable; el alcance de la información sistematizada; las ventajas de disponer de un sistema centralizado de información energética; las Instituciones responsables del sistema de información; los sistemas de monitoreo e institucionalidad previstos para dar seguimiento a los objetivos de las estrategias de la política energética.

La problemática de la energía rural es sin duda uno de los temas relevantes en el caso boliviano. En el octavo capítulo se presenta un detallado análisis de la compatibilidad de las leyes administrativas (Participación Popular y Descentralización) y los marcos regulatorios sectoriales de hidrocarburos y electricidad con respecto al desarrollo de la energía rural y a la orientación de las inversiones en el área rural y la participación de la población. Se presentan indicadores para medir las relaciones entre la política energética y la equidad; la necesidad de articular las entidades del sector energético, públicas y privadas, con la institucionalidad vinculada a formulación de políticas y programas de combate a la pobreza; las orientaciones predominantes en los programas energéticos adoptados con fines de equidad social para el área rural, tipo de programas implementados y su eficacia; manejo de precios y tarifas; resultados obtenidos.

El noveno y último capítulo contiene los lineamientos de políticas futuras para lograr los objetivos del desarrollo sustentable que se proponen para Bolivia; y los instrumentos para las dimensiones energía-economía, energía-equidad social; energía y recursos naturales/medio ambiente. Asimismo se presentan las líneas de acción y mecanismos relativos a diferentes programas tanto en lo institucional como en lo instrumental.

Los Consultores agradecen el alto grado de cooperación de las personas con quienes se sostuvieron diferentes entrevistas, intercambios de criterios y opiniones. Un agradecimiento especial para: S. Anaya, S.N.E.; V. H. Ayala, Director UEP, S.N.E. - BM; W. Ayaviri, Superintendencia Hidrocarburos; E. Birhuett, S.N.E. - ESMAP; J. Cordero, ENDE; J. Ferrel, Prefecto de Cochabamba; F. González, INE; A. Guzmán, ENERGÉTICA - Energía para el Desarrollo; J.C. Guzmán, S.N.E. - ESMAP; J. Hanna, MDSMA - Programa de Cambios Climáticos; E. Iporre, Superintendencia Electricidad; O. Irusta, S.N.E.; O. Joffre, Superintendencia de Electricidad; F. Kolling, Consultor de GTZ, quien elaboró el documento "Energía Rural" que sirvió de base para la relación del capítulo VII de este trabajo; R. Loayza, Dirección General de Impuestos Interinos; C.A. López, Viceministro de Energía e Hidrocarburos; J. Mendoza, S.N.E.; A. Palacios, S.N.E.; L. Paravicini, Paravicini & Asociados; H. Peredo, YPFB; A. Ruiz, S.N.E. - ESMAP; C. Sevilla, Consejero Embajada Real de los Países Bajos; W. Tejada, Subsecretario de Energía; W. Torrez, Planificación YPFB; L. Villazón, Alcaldía Tiquipaya; A. Zannier, COMSER Consultores. Este trabajo contó también con la cooperación y el apoyo del Sr. Mario Llanos L. de Energía & Ambiente.

I. ENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE

A. Contexto Sectorial

Bolivia, tiene posibilidades de convertirse en uno de los principales ejes de suministro energético del cono sur, tanto por los recursos energéticos que dispone, como por la privilegiada posición geográfica que tiene en Sud América. Las exportaciones actuales de 6 millones de metros cúbicos día (6MMMCD) de gas natural a la Argentina y futuras al Brasil, Chile y Paraguay, dan nuevas dimensiones al sector hidrocarburos, el cual en el caso del Gas Natural podría quintuplicar el volumen actual de exportaciones en los próximos años.

En el campo eléctrico, la existencia de mercados potenciales de exportación (Chile, Perú, Brasil y la Argentina), del orden de los 1.200 MW, permitirían triplicar la capacidad instalada actual. Para enfrentar este mercado, el Estado ha cambiado las reglas de juego, se tienen nuevas Leyes (de capitalización, electricidad e hidrocarburos) para promover la participación privada, la competitividad y la eficiencia.

Internamente, el mercado de energéticos convencionales está concentrado en las principales ciudades del país. Se prevé que el sector urbano y de exportación de energéticos será donde la inversión privada será mayor y, por tanto, se facilitará el desarrollo del sector.

Sin embargo, existe un área rural con una población dispersa, inconexa, energéticamente aislada y marginada del mercado energético nacional, que representa casi la mitad de la población del país. Los hidrocarburos apenas si llegan al área rural. Las familias que utilizan Gas Licuado de Petróleo (GLP) se encuentran ubicadas en las ciudades, alrededor de ellas y en los centros rurales más importantes, mientras que al resto del territorio nacional sencillamente no llega este combustible; el uso de la biomasa es intensivo, en promedio cubre el 80% ⁽²⁾ de las demandas totales rurales, existiendo algunas zonas donde este recurso cubre hasta el 97% de la demanda.

Por otro lado, la electrificación rural desarrollada en la década de los años setenta no ha tenido el impacto esperado y su sostenibilidad en el nuevo entorno es cada vez mas difícil. El 70% de las cooperativas de electrificación rural creadas están quebradas o han desaparecido, el resto sobrevive gracias al combustible que subvenciona el Estado (situación que se eliminará en breve) y a excepción de algunos casos aislados, la electrificación rural no se ha convertido en el motor del desarrollo que se esperaba (el consumo rural medio alcanza apenas a 38 kw/h/mes ⁽³⁾ por familia).

En este marco se desarrolló la Estrategia Nacional de Energía Rural, que pretende revertir esta situación, fijando como meta el incremento de la cobertura energética rural hasta llegar a un 77% ⁽⁴⁾ del total nacional en un periodo de 15 años hasta el 2010.

² Encuesta sobre Consumos de Energía en el área Rural, INE - ESMAP, 1997

³ Un 60% de los usuarios rurales de electricidad tienen un consumo por debajo de los 60 kWh/mes

⁴ Metas programadas por la SNE en el Plan Indicativo de Electrificación Rural 1997, estima alcanzar una cobertura del 70% en un plazo de 5 años hasta el año 2002

Bajo ese enfoque las Energías Renovables serán incorporadas en la matriz energética nacional, pensando en el área rural fundamentalmente.

Por otra parte, la oferta y demanda de energía en el país encuentra un nuevo concepto fundamental para su desarrollo racional. La Eficiencia Energética (EE), entendida como el manejo y consumo de nuestros recursos en un marco de optimización, se constituye en una herramienta muy importante para generar condiciones de competitividad en el caso de la industria, economicidad en el caso del usuario residencial y finalmente como una metodología válida para un manejo racional de los recursos financieros en el caso de la expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Las medidas de EE aparecen como una necesidad en el nuevo escenario energético, fundamentalmente urbano, ante la necesidad de consolidar una política transparente de fijación de precios y tarifas, eliminándose los tradicionales subsidios, especialmente los que provenían de una industria energética integrada verticalmente.

Bolivia: Datos Generales a 1995

DESCRIPCIÓN	VALOR
Población (Miles de Habitantes)	7.414
Área (km ²)	1.098.581
Densidad Poblacional (Hab./km ²)	7.3
Población Urbana (%)	54.3
PIB (Millones de US\$)	5.305.4
PIB PER CAPITA (US\$/Hab)	657.1
Tasa de crecimiento del PIB (90 - 95)	3.6
Consumo de Electricidad (kWh/Hab)	327.4
Consumo Final Energético (BEP/Hab)	2.7

Fuente: Instituto Nacional de Estadística INE, Anuario 1996.
Balance Nacional de Energía, S.N.E., 1996.

B. El Sector Energético Boliviano⁽⁵⁾

La producción primaria de energía en el año 1995 fue de 57630 MBEP. Con una tasa media anual de crecimiento en el lapso de los últimos años de 0.62%, Presenta una tasa de disminución del orden de 2.627 MBEP en el período 1994 - 1995, debido principalmente a la disminución en la producción del gas natural ⁽⁶⁾.

Las importaciones alcanzaron en 1995 un valor de 1.042 MBEP representando un incremento del 14.22 % en el periodo 1993 - 1995 constituyéndose como el sector de mayor

⁵ Los Balances Energéticos oficiales sólo están disponibles hasta el año 1995. Esta información difiere en algunos casos hasta en un 20% de la proporcionada por el SIEE de OLADE.

⁶ La Producción total de gas natural en 1994 fue de 208.976 millones de pies cúbicos, volumen que descendió en 1995 a los 188.809 millones de pies cúbicos. Informe Estadístico YPF, 1997.

crecimiento. Asimismo en contraposición a lo anterior, las exportaciones descendieron a 14.318 MBEP, presentando un decremento del -1.67 % en el periodo considerado.

Un resumen de la actividad energética en Bolivia en el periodo comprendido entre los años 1993-1995 se muestra en el cuadro siguiente.

**Resumen Balance Energético 1993 - 1995
(MBEP)**

ACTIVIDAD / GESTIÓN	1993	1994	1995
Producción Primaria	56.571.7	60.257.0	57.630.0
Importación	940.9	880.3	1.402.0
Exportación	15.060.8	15.612.1	14.317.7
Variación de Inventario	5.5	5.9	(8.4)
Reinyección, quema, venteo	17.763.4	18.410.0	14.305.5
Oferta Interna Bruta	24.693.9	27.121.1	30.400.4
A Proceso de Transformación	17.016.6	18.700.5	20.527.2
Salida de Transformación	12.010.6	12.765.0	13.978.9
Pérdidas y Consumo Propio	2.717.9	2.773.1	3.246.5
Oferta Interna Neta	16.970.0	18.412.5	20.605.6
Consumo Final Total	17.557.4	18.419.8	19.837.4
Ajuste	(587.4)	(7.3)	768.2

Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

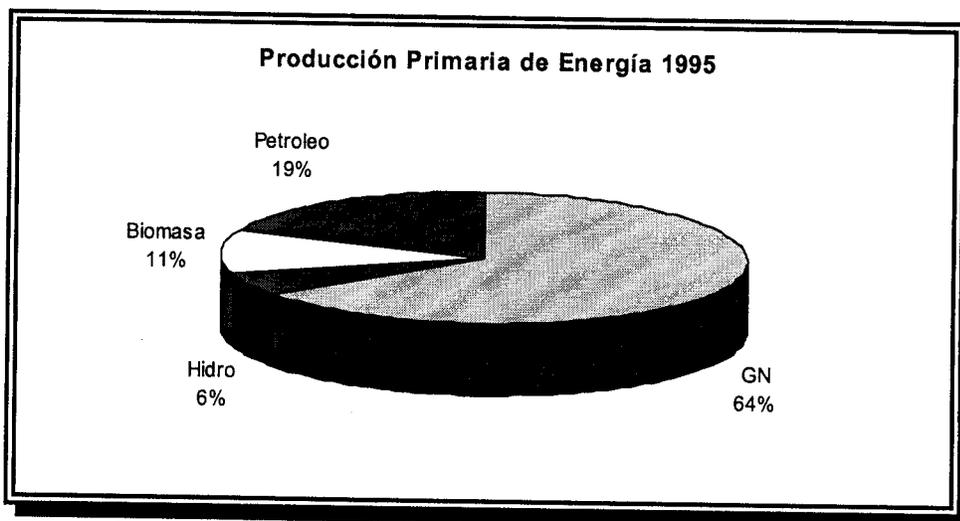
El consumo interno final total de la energía llegó a 19.837 MBEP con un crecimiento del orden del 4.15 % en el periodo 1993 - 1995. Se observa que de la producción primaria de energía, solo se consume el 34.4 % se exporta el 24.8 % se importa el 2.43 %, mientras que la reinyección de gas natural así como su quema y venteo representan el 24%. El restante está considerado en las pérdidas de transformación, consumo propio y ajustes. Entre 1993 y 1995 es necesario notar la disminución relativa y absoluta del rubro reinyección, quema y venteo (de 31.4 % a 24.4 %) y un aumento sostenido de la oferta interna neta de energía primaria de casi 3.5 millones de BEP.

1. Producción de Energía

Durante el periodo 1994 - 1995 la producción de energía primaria disminuyó en un 2.2%, este descenso se debe principalmente a que la producción del gas natural bajó en tal periodo en casi un 10%⁷, no observándose el mismo desempeño en los demás energéticos, los cuales presentan un comportamiento regular.

⁷ Si bien la producción bruta de gas natural pasa de casi 209 10⁹ pc. en 1994 a 188.8 10⁹ pc. en 1995, la quema y venteo se redujo significativamente en ese periodo, en más de esa producción, por tanto se registra un aumento en la producción neta que afecta, a su vez, a la oferta total neta del gas natural. Véase informe Estadístico, Gerencia de Planificación YPFB, 1997.

Pese al descenso en su producción, el gas natural se constituye en la fuente de energía primaria más importante, ya que su participación en el total representa un 64.7% como se muestra en la figura siguiente.

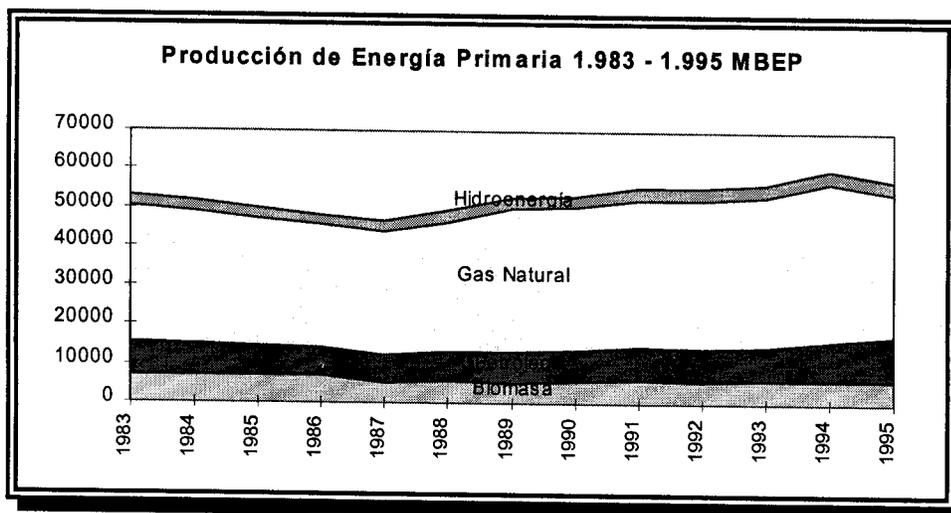


Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

La evolución histórica de la producción primaria de energéticos correspondiente a las gestiones 1983 - 1995, muestra que el componente principal es el gas natural con una tasa de crecimiento promedio anual del 0.5% en el periodo de referencia, descendiendo en el último año.

Por el contrario la producción primaria de los Bioenergéticos (leña, bagazo, residuos, animales, etc.) muestra un descenso de -9.0% para el mismo período. El petróleo es el que tiene la más alta tasa de crecimiento promedio (1.9%) para el periodo de referencia, y su producción se incrementó en los últimos cuatro años (1992 - 1995).

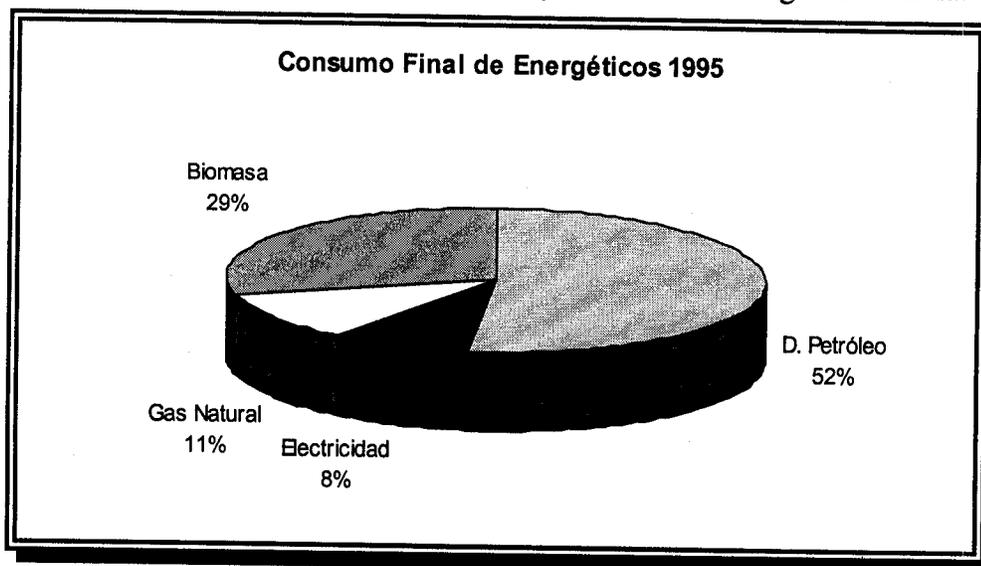
En el mismo periodo la Hidroenergía pese a constituirse en uno de los principales potenciales energéticos renovables, su crecimiento ha sido relativamente pequeño, 1.6% como promedio anual.



Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

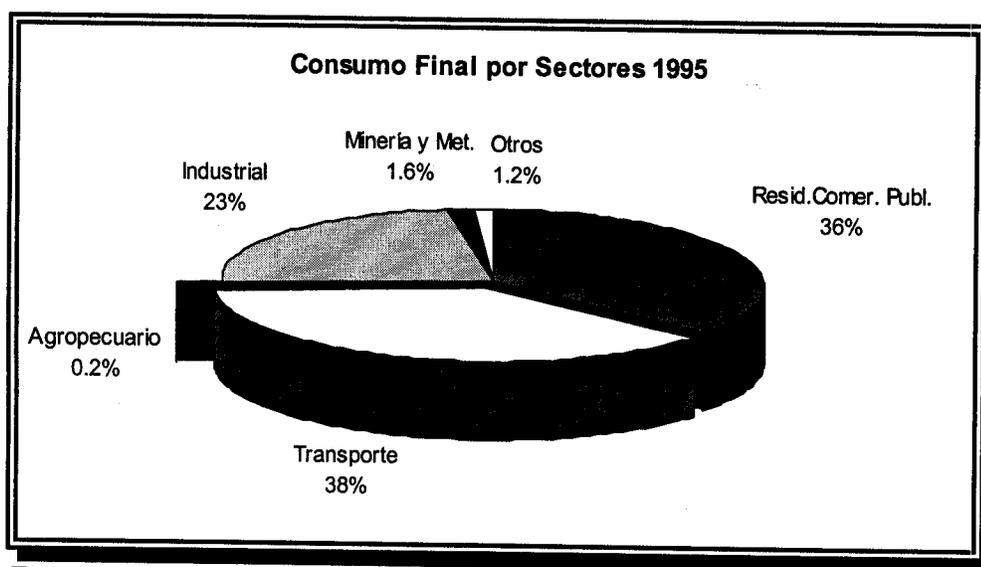
2. Consumo de Energía

Los combustibles de mayor consumo interno en 1995 fueron los derivados de Petróleo (52%), situación que muestra un contrasentido en relación a su producción primaria (19%), y refleja el desequilibrio marcado entre los patrones de producción y consumo de energía en Bolivia.



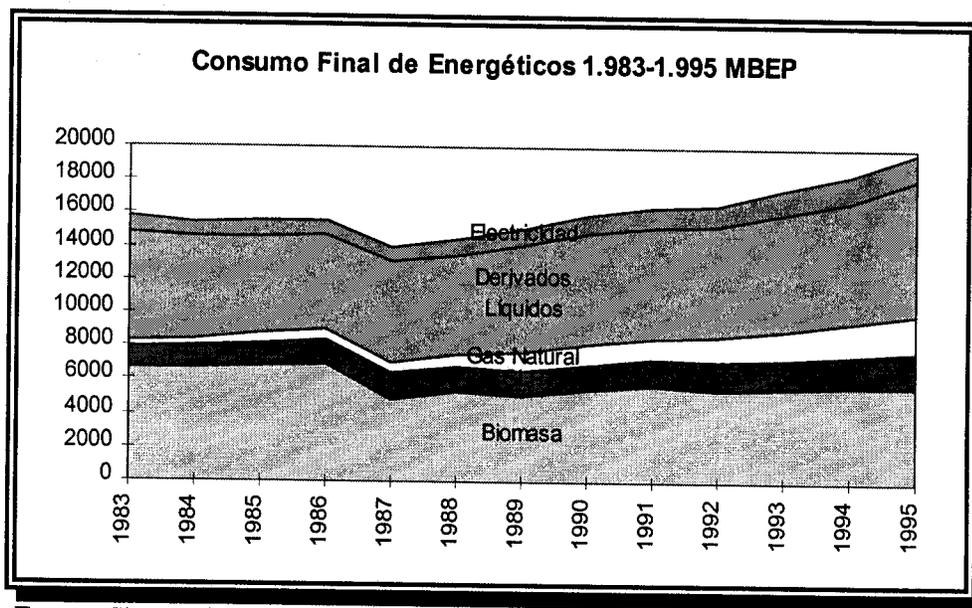
Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

La actividad económica que mayor energía demandó fue el sector transporte con un 38%, desplazando por primera vez en muchos años al sector doméstico comercial y público, cuya participación disminuyó al 36% en el año 1995. Por otro lado es claro que el sector agropecuario es el menor consumidor de energía con apenas un 0.2% para el año 1995.



Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

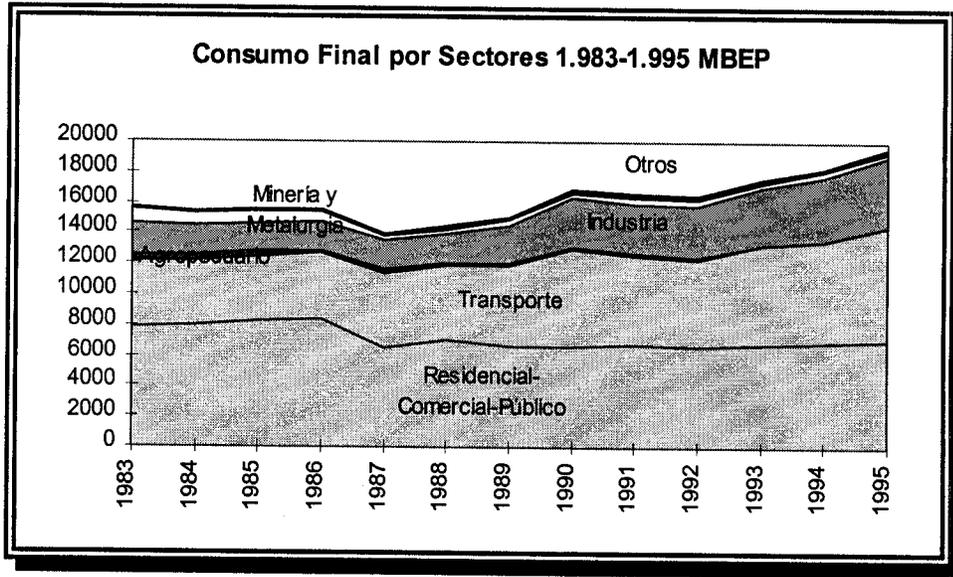
A nivel retrospectivo durante el período 1983 - 1995, el gas natural presenta el más alto nivel de crecimiento en el consumo de energéticos (15.3%) en el período considerado. Este aumento se debe principalmente al incremento de la demanda de la industria y a las incorporaciones de los sectores doméstico, comercial y transporte en los últimos años.



Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

Cuando se analiza el consumo de energéticos por sectores económicos, se verifica que el sector transporte tuvo una tasa de crecimiento del 4.2% para el período 1983 - 1995, representando un volumen mayor al del sector residencial y doméstico. El sector industrial presenta mayor crecimiento (6.8%) en el período 1983 - 1995. En el período de referencia, el sector agropecuario tiene el más alto nivel de descenso en el consumo de energéticos (-16.4%), disminuyendo su consumo de 420 MBEP en 1983 a 41.2 MBEP en 1995, constituyéndose en el sector económico de menor consumo.

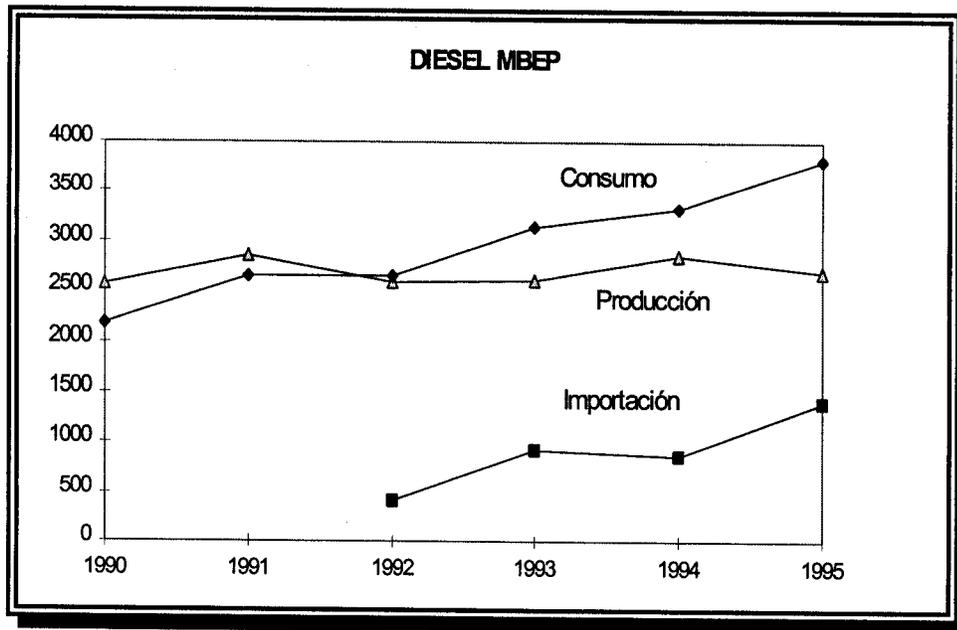
Cabe hacer notar que pese a la importante participación del sector en la estructura del PIB, y al crecimiento de la agricultura mecanizada en el oriente (especialmente Santa Cruz), su consumo de energía es pequeño. Es posible que exista una subestimación del consumo de energía debido a la ausencia de reportes específicos de este sector. Se sabe que se ha incrementado el uso de maquinaria a Diesel. Por último, el sector minero - metalúrgico muestra un descenso en el consumo de energéticos en el período 1983 - 1995 (-8.3%), teniendo una leve evolución a partir de 1993. El mayor porcentaje en el consumo corresponde a energía eléctrica.



Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

3. Importación

Las importaciones de energía se concentran en el diesel, energético cuya importación en el año 1995 representa el 99.4%, en menor grado se importó electricidad (procedente del Brasil destinada al consumo de Puerto Suarez). El incremento en la importación del diesel en el periodo 1994 - 1995 fue del 59.1%.



Fuente: Sistema de Información Energética. S.N.E. Balances de Energía. S.N.E., 1996.

4. Exportación

Las exportaciones de energía, debido a la disminución del volumen de gas natural exportado a la Argentina y, a la reducción en la exportación del petróleo crudo en la gestión de 1995, cayeron levemente. El gas natural representa el 99.9% de la energía exportada, en 1995 alcanzó a 14.305 MBEP. La exportación de electricidad se dio en pequeña escala poblaciones fronterizas del Perú alcanzando en 1995 a 3.4 GWh.

5. Reservas

Sobre un territorio de 1,098,581 Km² se estima que aproximadamente 611.000 Km² corresponden a cuencas sedimentarias con potencial petrolero y gasífero, estando en la actualidad más de 400.000 Km² de dicha cuenca, totalmente inexplorados. Las reservas de hidrocarburos están estimadas a 1995 de la siguiente manera:

RESERVAS	GAS NATURAL MMMPC	PETRÓLEO Y CONDENSADOS MMBL
Probadas	4500	132
Probables	2750	114
Posibles	2700	68
Total	9950	314

Fuente: Dirección de Ingeniería Petrolera YPFB, 1995

El potencial hidroeléctrico boliviano es de aproximadamente 18.000 MW, del cual se ha instalado menos de un 2%, contándose con un potencial de aproximadamente 550 MW instalables en geotermia. El potencial eólico, solar y bioenergético se muestran a continuación.

POTENCIAL	CANTIDAD
Hidroeléctrico	18.000 MW
Geotérmico	550 MW
Eólico	57 W/m ²
Solar	503.2 W/m ²
Bioenergético:	
Leña	25544.9 Mton.
Bagazo	757.5 Mton.
Agrícola	525.5 Mton.
Agro Industrial	658.5 Mton.
Pecuario	10321.4 Mton
Urbano	51669.3 Mton.

Fuente: Sistema de Información Energética, S.N.E., 1996.

La infraestructura energética existente supone una capacidad instalada para generación de electricidad de aproximadamente 805 MW en 1995, ha sido incrementada en 1996 a 954 MW ⁽⁸⁾

⁸ Anuario Estadístico del Sector Eléctrico 1996

(308 MW hidráulicos y 646 MW térmico) y, la capacidad nominal de refinación de petróleo del orden 60.5 MBB1 por día⁹.

De acuerdo con la Dirección de Ingeniería Petrolera de YPFB, en 1995 las reservas probadas de hidrocarburos líquidos con que cuenta el país actualmente, pueden abastecer la demanda por un periodo de 12 años al ritmo de consumo que se tiene actualmente; y de otros doce años tomando en cuenta las reservas probables. El ritmo de crecimiento de la demanda de derivados del petróleo tiene un promedio de 1.4% en los últimos 10 años, sin embargo debe considerarse las características de las reservas en términos de composición, cada vez con mayor contenidos de componentes livianos (gasolina) y menor contenido de destilados medios (kerosene, diesel y oil).

C. Comportamiento de los Diferentes Energéticos

A efecto de tener un panorama de los principales energéticos se realiza un análisis de los mismos de manera individual.

a) Leña

La leña es uno de los principales componentes del sector Bioenergético (leña, residuos, animales, bagazo y carbón vegetal), representa el 5.8% de la producción primaria global y el 15.6% del consumo final de energía. Su consumo se concentra en áreas rurales.

El principal uso que recibe se dirige a la cocción de alimentos, mientras que el consumo industrial corresponde una proporción menor (especialmente en pequeñas empresas rurales que fabrican materiales de construcción de yeso, cal y ladrillo). Es previsible un leve decremento en el consumo de este energético, debido a la sustitución paulatina por el GLP, en el caso domésticos y por GN en el caso de la pequeña industria rural.

b) Petróleo

La producción de petróleo crudo y condensado, disminuyó de manera permanente durante el periodo de 1989-1993. A partir de ese año hasta el presente se observa un incremento con ritmo constante, pasando de 7.274 MBBL en 1995, como resultado de la exploración y explotación en el área del Boomerang y a los nuevos campos petrolíferos descubiertos en los Departamentos de Cochabamba y Santa Cruz. Con relación a las exportaciones se observa un comportamiento irregular, disminuyendo rápidamente entre 1983 - 1988. En los últimos años se han ido incrementando los niveles de exportación, aún cuando solo en pequeñas cantidades.

⁹ Las capacidades nacionales de diseño de las refinerías, son: Cochabamba 39500 barriles /día; Santa Cruz 15000 barriles /día; más 3000 barriles/día y Santa Cruz 3000 barriles/día lo que da un total nominal de 60500 Barriles/día.

c) Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La producción de GLP observa en los últimos años un crecimiento importante. Con relación al consumo, el comportamiento es de crecimiento constante con leves decrementos a finales de la anterior década. Actualmente el 98% del consumo de GLP corresponde al consumo doméstico. Se dejó de exportar GLP en 1993 debido al incremento en la demanda interna del sector residencial de este combustible. En el futuro próximo se prevé un ascenso en la producción de GLP como consecuencia del incremento en la explotación para la exportación de gas natural al Brasil.

d) Jet Fuel

El incremento en el consumo de Jet Fuel en el año 1995 se debe al incremento de la actividad del transporte aéreo, sumándose a esto la disminución del precio de este combustible.

e) Diesel Oil

El crecimiento del consumo del Diesel, se debe a la expansión en las actividades del sector transporte, y en menor grado de los sectores de construcción, industrial y agropecuario. Como la producción de YPFB, no llega a satisfacer este exceso de demanda, se tuvo la necesidad de importar este combustible a partir de 1992. En 1995 las importaciones alcanzaron un promedio de 3.796 BPD.

f) Gas Natural

En 1995 el consumo total se incrementó en un 9.8% respecto al año 1994, incremento constante desde 1983 sustituyendo al Diesel y Fuel Oil principalmente.

Hasta 1991 el sector industrial y la generación de electricidad se constituían en los únicos consumidores de gas natural, sólo a partir de ese año se incorporó el sector doméstico y desde 1994 el sector transporte. El consumo de estos dos últimos representa una pequeña porción del consumo global, sin embargo, el uso del Gas Natural Comprimido (GNC) en el sector transporte muestra un incremento del 13% respecto a 1994, lo cual implica una perspectiva interesante de sustitución de gasolina en el sector.

Sin embargo a pesar de ese crecimiento en general, el mismo no refleja una relación coherente entre la producción primaria (64.5%) y el consumo final de energía (10.9%).

Evolución del Consumo Interno de Gas Natural MMPC (*)

SECTORES /AÑOS	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Industrial	6031.1	6648.0	7913.2	8932.9	9966.1	10943.0
Doméstico y Comercial		18.0	37.8	54.1	53.8	62.0
Transporte (GNC)					86.7	98.0
Total	6031.1	6666.0	7951.0	8978.0	10106.6	11103.0

Fuente: Balances Energéticos 1990 - 1995, S.N.E.

(*) No incluye el consumo para generación eléctrica.

g) Electricidad

El consumo de electricidad entre 1983 y 1987 presenta características casi constantes con pequeños decrementos, especialmente en el sector minero, sin embargo a partir de 1988 se observa importantes incrementos en todos los sectores económicos. El incremento del consumo de electricidad se debió al crecimiento vegetativo en el sector doméstico y también a la recuperación de la economía del país.

Evolución del Sector Eléctrico (GWh)

ACTIVIDAD / GESTIÓN	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
IMPORTACIÓN		9.1	11.3	12.3	14.7	6.2	6.6	13.0
EXPORTACIÓN		1.2	1.8	2.6	2.9	3.4	3.3	3.4
GENERACIÓN	1874.3	2009.8	2133.1	2274.6	2411.5	2650.7	2824.2	3020.0
Termoeléctrica	624.5	760.4	858.8	889.0	1060.5	1277.9	1473.4	1583.9
Hidroeléctrica	1249.8	1249.4	1274.3	1385.6	1351.0	1372.8	1350.8	1436.1
CONSUMO FINAL	1606.5	1708.6	1778.7	1936.0	2052.7	2258.2	2449.0	2643.3
Residencial	666.9	698.4	721.9	754.9	809.5	857.3	951.2	1035.8
Comercial	238.1	252.8	267.1	287.0	310.9	342.2	380.7	429.3
Público	58.3	56.5	62.2	73.9	82.8	91.4	103.9	112.6
Industria	384.6	424.2	441.1	487.3	529.5	568.8	638.1	660.1
Minería	236.0	234.9	256.6	262.6	249.5	337.4	344.4	371.9
No Identificado	22.6	41.8	29.8	70.3	70.5	61.1	30.7	33.6

Fuente: Anuarios Estadísticos del Sector Eléctrico Boliviano. Varios años

El incremento de la capacidad instalada se dio con la incorporación y/o ampliación de las instalaciones de generación eléctrica, tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en los sistemas aislados. Un efecto de estas ampliaciones es el hecho que Bolivia dejó de importar electricidad de la Argentina a mediados de 1995.

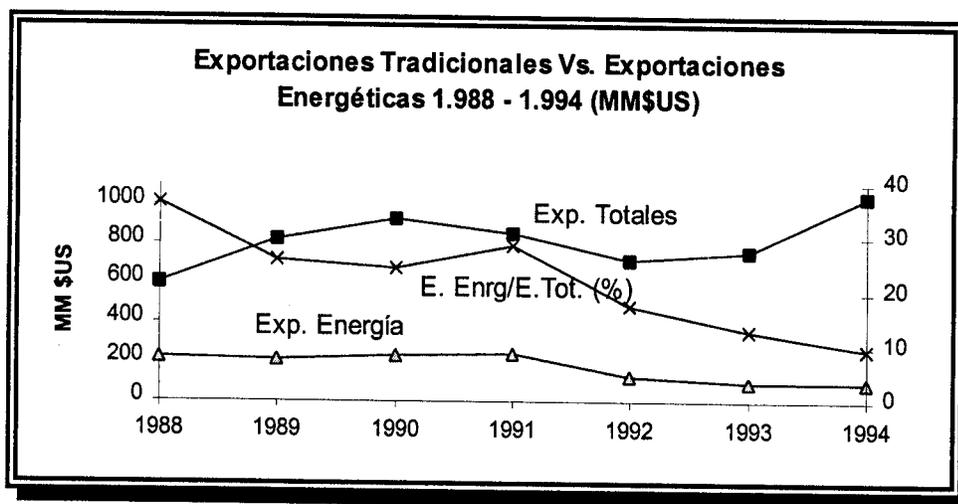
D. Energía y Crecimiento Económico

Tradicionalmente en Bolivia, la energía ha sido un importante elemento en el desarrollo económico nacional. Por una parte las principales actividades económicas bolivianas (minería, agricultura, sector manufacturero en orden de importancia) han contado con calidad y cantidad de energéticos adecuados para su respectivo desarrollo. Por otra parte, las exportaciones energéticas en determinadas épocas de la historia reciente, han significado hasta un 35% de las exportaciones nacionales. Finalmente, como consecuencia de una serie de ajustes de tipo estructural de la economía boliviana implantados a partir de 1985, el sector petrolero ⁽¹⁰⁾se constituyó en el más importante instrumento de recaudación fiscal. Este último hecho hizo posible obtener estabilidad monetaria y fiscal en un país donde en determinado momento la inflación llegó a niveles alarmantemente elevados (24,000% anual como inflación estimada para 1985).

¹⁰ Información adicional se tiene en el capítulo IV de este estudio

La importancia del sector energético en Bolivia y su peso relativo dentro de la economía nacional, en especial el sub-sector hidrocarburos se nota en la contribución de los ingresos totales al Tesoro General de la Nación TGN (39.1% en 1992 y el 44.8% en 1993) con una participación media en el período 1980 - 1994 de 41%.

En los ingresos de divisas al Banco Central de Bolivia (sobre 1252 MM\$US), YPFB generó un ingreso medio del 17%. Los ingresos por exportación de hidrocarburos significaron el 28%, en 1991, el 17.6% en 1992 y el 9.5% en 1994 sobre el total de exportaciones, decreciendo a partir de 1994 por efecto de la baja en el precio del gas y el incremento y diversificación de las exportaciones no tradicionales.



Fuente: Estadísticas del sector petrolero. YPFB 1996

Es notable el crecimiento de las exportaciones en su conjunto y la disminución real de las exportaciones energéticas ⁽¹⁾. Estas que contribuían con el 37% en 1988, no llegan al 10% del total en 1994.

Por su parte, en 1991 y 1992, la inversiones en el sector, representaron el 40% y 35% respectivamente, del total de la inversión pública. Los montos de inversión destinados a YPFB y ENDE se fueron incrementando de manera permanente hasta 1992. En los últimos 3 años se puede verificar una disminución en la inversión, explicable dentro de la perspectiva de la capitalización de ambas empresas. El presupuesto de inversión de 1995 asignaba al sector energía el 16% del total de la inversión pública.

Pese a ello, el sector tiene una participación pequeña en la estructura del Producto Interno Bruto (PIB), 4.2% el sector hidrocarburos y 1.3% la energía eléctrica en 1993. A continuación se muestra un cuadro con información estadística sobre el sector hidrocarburífero que permite ilustrar mejor la evolución del sector.

¹¹ Estadística Petrolera en Bolivia. 1993 - 1994, YPFB 1996

HIDROCARBUROS Y DESARROLLO ECONÓMICO

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
P.I.B. (MMSUS) 1/	5234	5497	5390	5819	5979	6019	6200
Provenientes del Petróleo	229	241.2	233.9	245.3	246.9	243.2	266.4
% Participación	4.4	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	4.3
Ingresos Fisc. Ctes. (MMSus) 2/	530.7	577.1	585.5	774.2	885.3	902.9	800.5
Provenientes del Petróleo	292.8	275.3	322.0	376.0	335.8	403.5	334.3
% Participación	55.2	47.7	55.0	48.6	37.9	44.7	41.8
Exportaciones (MMSus)	600.2	821.8	926.5	848.6	712.2	754.5	1032.4
Hidrocarburos 3/	218.9	214.0	226.9	241.2	126.3	96.5	98.2
% Participación	36.5	26.0	24.5	28.4	17.7	12.8	9.5
Ingreso de Divisas (MMSus) 4/	432.3	434.2	572.8	506.8	845.4	382.2	402.3
Provenientes del Petróleo	187.2	121.6	159.0	197.5	136.1	110.9	90.4
% Participación	43.3	28.0	27.8	39.0	39.4	29.0	22.5
Egreso de Divisas (MMSus)	1008.8	1387.7	1892.4	1786.6	1434.	1570.4	1612.7
Imputados al Petróleo	26.8	11.5	25.5	34.1	42.1	15.4	6.4
% Participación	2.7	0.8	1.3	1.9	2.9	1.0	0.4
Inversión Pública (MMSus) 5/	392.5	371.9	367.0	429.7	531.6	480.0	552.0
Hidrocarburos	92.3	92.9	105.7	117.7	116.9	92.0	98.0
% Participación	23.5	25.0	28.8	27.4	22.0	19.2	17.8

Fuente: Estadísticas del sector petrolero. YPFB 1996

1/ A precios de 1990. El PIB petrolero corresponde a la fase extractiva

2/ Calculado al tipo de cambio oficial del dólar en base al movimiento de fondos del TGN.

3/ Petróleo, derivados y Gas Natural

4/ No incluye operaciones extraordinarias

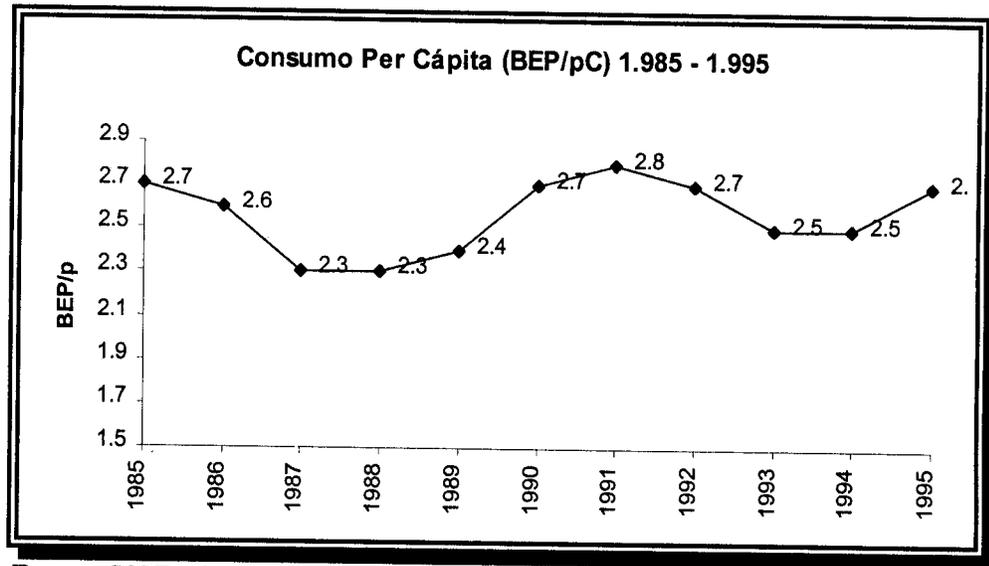
5/ Inversión pública ejecutada

En los siguientes puntos se realizará el cálculo de los indicadores que relacionan la incidencia del sector energético en la economía utilizando los indicadores propuestos por OLADE-CEPAL-GTZ ⁽¹²⁾ para analizar la sostenibilidad del sector energético. Entre ellos tenemos: el consumo energético per capita, la autarquía energética, la robustez del sector y la intensidad energética.

1. Consumo Energético Per-capita

El comportamiento del consumo per capita en el periodo de análisis, con base en los datos sobre población tomados del Censo Nacional de Población y Vivienda de 1992, haciendo las respectivas proyecciones hasta 1995, se muestra en la figura siguiente:

¹² Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe OLADE-CEPAL-GTZ Quito Ecuador 1997



Fuente: S.N.E. 1996 y C.N.P., 1992.

Se puede observar una disminución en el consumo hasta 1987, llegando al 2.3 BEP por habitante, coincidiendo esta disminución con el periodo de crisis económica del país. A pesar del incremento que se observa en los subsiguientes años, el consumo de energía per capita resulta uno de los más bajos en el contexto de América Latina. El consumo per cápita de 1995 es el mismo de 1985.

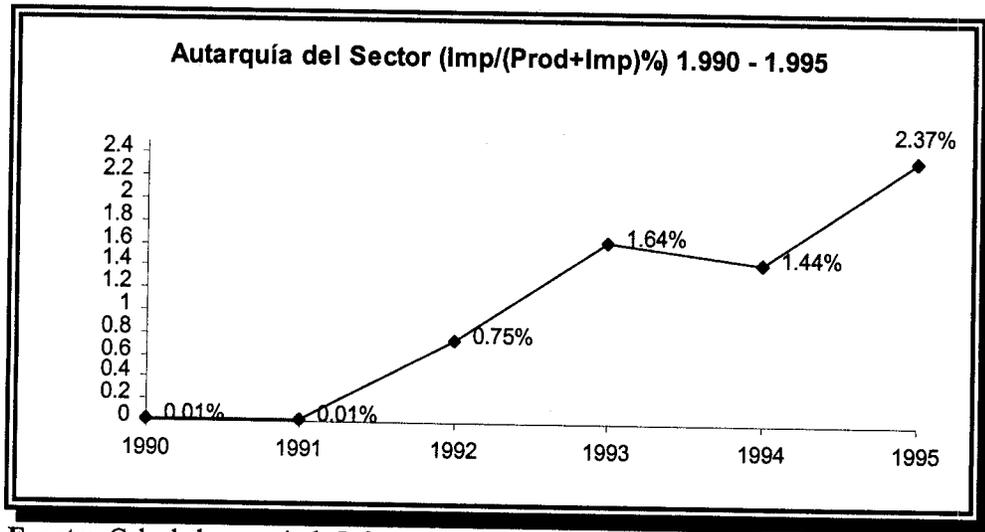
2. Autarquía Energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene una baja participación de las importaciones de energéticos en la oferta energética. Bolivia tiene un buen desempeño en este sentido, actualmente sólo se importa diesel para superar los déficits que se presentan. Este indicador responde a consolidar una seguridad de abastecimiento, guardar un grado de independencia energética saludable y disminuir el riesgo de eventuales desequilibrios en la balanza de pagos.

El valor del indicador es el resultado del porcentaje de las importaciones, en la suma de la producción primaria y la importación de energéticos.

Para 1995 las importaciones (diesel y electricidad) alcanzaron a los 1402 MBEP y la producción primaria total alcanzó a 57360 MBEP, el indicador de autarquía energética fue de 2.37%.

En este aspecto Bolivia tiene una saludable situación, a pesar del crecimiento del indicador en los últimos años. Para el periodo 1990 - 1995 se aprecia la variación de la autarquía energética en el gráfico siguiente.



Se observa que a pesar de ser pequeñas, las importaciones principalmente de diesel, han incrementado la dependencia de este combustible, esto adicionado al factor de una menor producción de energía en 1995, hacen que el porcentaje de importaciones se incremente.

3. Robustez Energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene una baja contribución de las exportaciones energéticas en el PIB. Este indicador, debido a los proyectos de exportación de energía, puede pasar a tener un valor mayor para el país en vista de la diversificación de las exportaciones bolivianas de energía. Jugará un rol importante, la diversificación de la canasta exportable no tradicional boliviana.

Este indicador busca flujos estables de ingresos de las exportaciones, un menor peso de los ingresos variables en el presupuesto y disminuir el riesgo de eventuales desequilibrios en la balanza de pagos; una economía diversificada es más saludable.

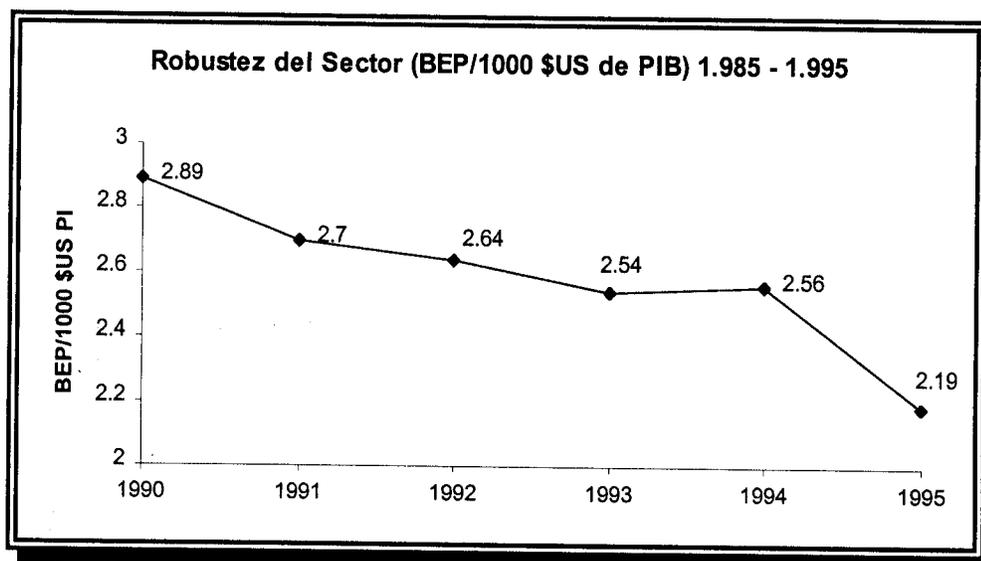
Se calcula como el volumen de las exportaciones energéticas en BEP, sobre el valor alcanzado del PIB en dólares americanos.

Para 1995 las exportaciones energéticas alcanzaron a 14317.7 MBEP y el PIB fue de 6.545 MMSUS⁽¹³⁾.

La robustez energética para 1995 alcanza a: 2.18 BEP/1000 \$US.

Efectuando un cálculo para el período 90-95 se puede ver la variación de este índice.

¹³ Valor preliminar estimado por la Cámara Nacional de Industrias



Fuente: Calculado a partir de Información de S. N. E.

La caída del indicador, que muestra una situación positiva respecto a la dependencia de la economía respecto a las exportaciones energéticas tiene sentido si se toma en cuenta que en 1990 las exportaciones energéticas representaban casi el 25% del PIB y a fines de 1994 las mismas representaron no más de un 9%. Sin embargo es previsible que este indicador vuelva a subir una vez que se concreten los proyectos de exportación de energéticos.

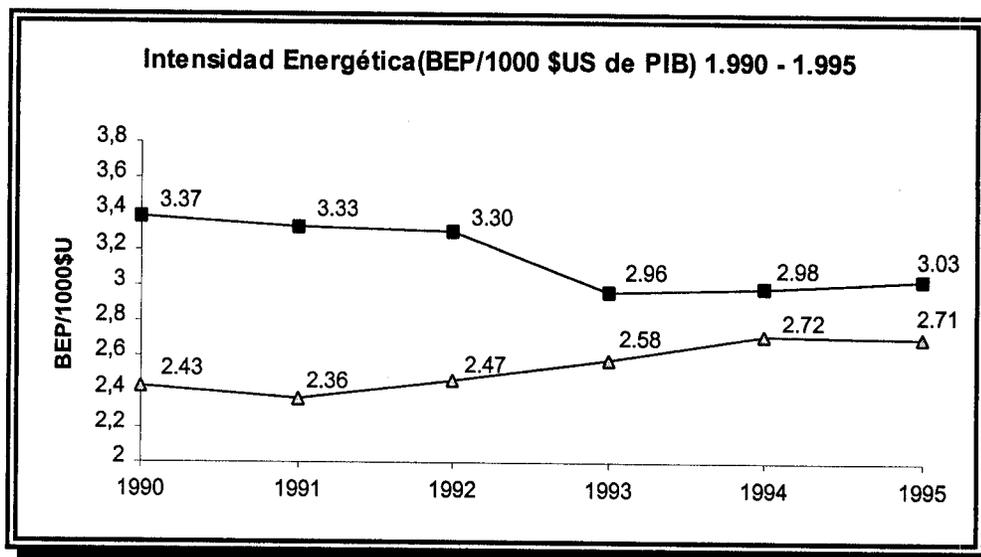
4. Intensidad Energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene un bajo consumo energético por unidad de PIB generado (su inverso recibe el nombre de productividad energética).

En el país la intensidad energética es susceptible de mejoramiento acentuado y se relaciona con el logro de buenas eficiencias productivas, eficiencias energéticas, reducción de necesidad de inversiones estatales en el sector, abastecimiento suficiente, reducción de costos de suministro, lo que implica una mejor calidad ambiental.

La intensidad energética para 1995 alcanzó un valor de 3.03 BEP/1000 \$US de PIB. En general el crecimiento del PIB y del consumo de energía es paralelo, reduciéndose paulatinamente la intensidad energética hasta 1993. A partir de este año se observa un mayor consumo de energía en relación al PIB obtenido, debido a que en este período se tiene una disminución del consumo de biomasa y un mayor consumo de combustibles con mayor contenido energético debido a los requerimientos de la industria.

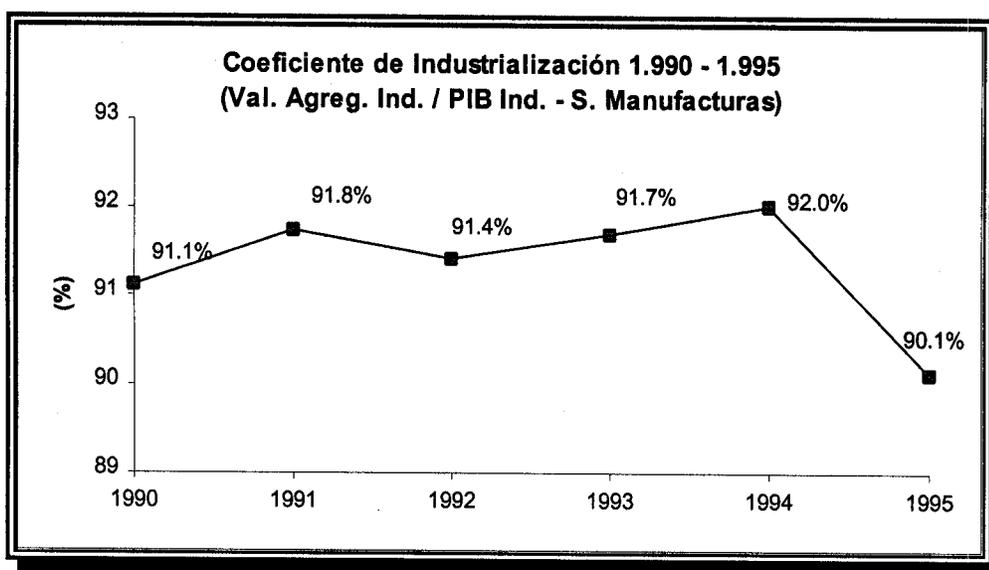
La evolución de la intensidad energética para el periodo 1990 - 1995 se muestra en la gráfica siguiente.



Fuente: Calculado a partir de Información de S. N. E.

Uno de los responsables de este crecimiento del consumo de energía es el sector industrial. En este sector la intensidad energética subió un 15% de manera constante a partir de 1991 hasta 1994, registrándose una leve baja en el periodo 94 - 95. El sector estancó su crecimiento situación que repercutió en el valor de la intensidad energética nacional.

Una explicación a esta mayor intensidad energética se relaciona con la expansión del sector en cuanto a instalaciones las cuales no habrían alcanzado niveles de producción acordes con las nuevas capacidades instaladas aparejada al uso de tecnologías de uso de energía ineficientes.



Fuente: Anuario Estadístico, CEPAL-ONU, 1996.

Analizando el coeficiente de industrialización calculado para la industria manufacturera, se observa que se produce una caída abrupta en 1995.

E. Energía y Equidad

La población boliviana, de acuerdo a estimaciones oficiales⁽¹⁴⁾, alcanzó en 1996 a un total de 7.588.392 habitantes, de los cuales 60.3 por ciento se hallaba en el área urbana y el restante 39.7 por ciento en el área rural; esta distribución muestra un proceso creciente de urbanización respecto a 1992, año en el que el 57.5 por ciento residía en al área urbana y el 42.5 por ciento en el área rural. El eje central, conformado por los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz, absorbe al 68.5 por ciento de la población total. La tasa de crecimiento poblacional para el período 1995-2000 se estima en 2.3 por ciento anual.

La densidad demográfica se incrementó de 5.8 a 6.9 habitantes por kilómetro cuadrado entre 1992 y 1996. Para este último año, el departamento con mayor densidad es Cochabamba con 24.7 Hab/km², seguido de La Paz con 17.1, Chuquisaca con 10.4, Tarija con 9.5 y Oruro con 7.1 Hab/km². El resto de los departamentos cuentan con una densidad inferior al promedio nacional : Potosí 6.2, Santa Cruz 4.3, Beni 1.5 y Pando 0.8. Hab/Km².

A nivel general existen dos realidades diferentes desde el punto de vista energético y de la equidad, representados por un fenómeno de centro y periferie. Una dimensión de esta realidad en el caso energético es la tarifa eléctrica promedio que presentan en los sistemas conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), la que se encuentra en 5.6 c\$US/kWh⁽¹⁵⁾, mientras que a nivel de los sistemas aislados fuera del SIN, las tarifas eléctricas alcanzan en promedio 10.96 c\$US/kWh. Prácticamente una diferencia de 2 a 1 es la que soportan los usuarios de los sistemas aislados que corresponden a las zonas más alejadas del país y con un menor nivel de desarrollo.

1. Los Consumos de Energía Eléctrica en el Sector Urbano

Usuarios Residenciales en La Paz y Santa Cruz

TRAMO CONSUMO KWH	ELECTROPAZ	CRE
25	19.394	9.768
50	28.413	9.470
75	34.236	10.653
100	17.733	11.798
150	30.036	24.449
200	18.848	20.735
300	19.375	27.317
500	14.013	21.111
>500	9.330	9.589
Total Usuarios	191.378	144.890
Total kWh/mes	30.808.821	31.580.231
Consumo medio kWh/mes	160.9	218.0

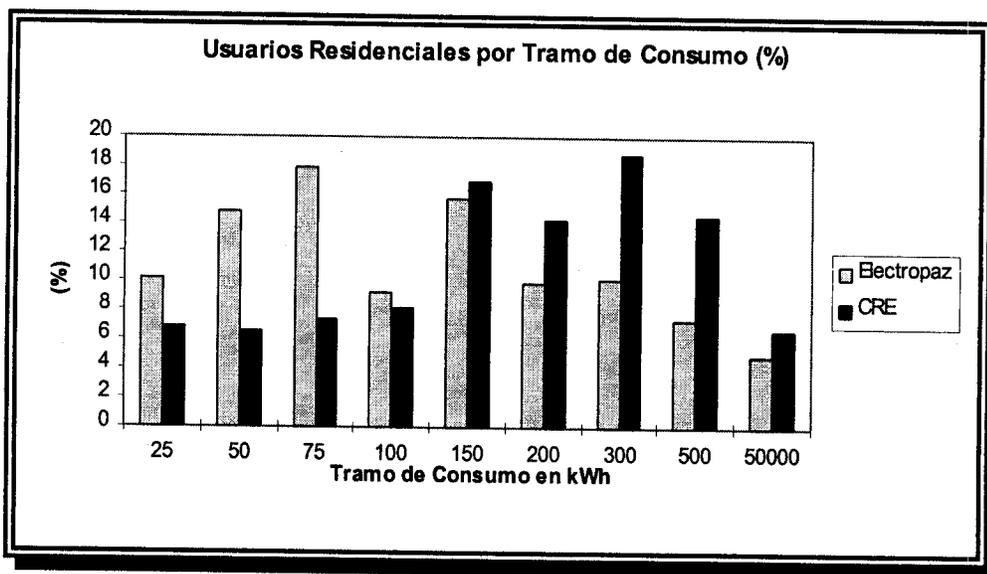
Fuente: Elaboración propia con datos de Electropaz, 1996 y C.R.E., 1997.

¹⁴ Anuario Estadístico 1996 INE La Paz - Bolivia 1997.

¹⁵ Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 1994.

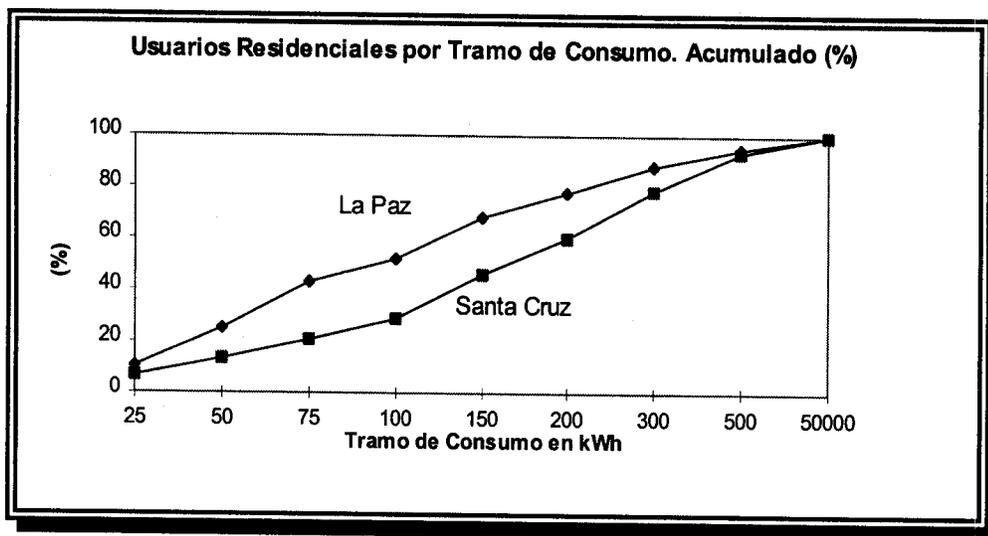
En el caso urbano, se pueden ver las diferencias por tramos de consumo de energía eléctrica que indirectamente tiene relación con los niveles de ingreso, para las ciudades de La Paz y Santa Cruz¹⁶).

Se debe considerar que ambas ciudades son las más importantes del país y que concentran los niveles más altos de crecimiento.



Fuente: Elaboración propia con datos de Electropaz 1996 y C.R.E., 1997.

Al analizar la distribución de usuarios por tramos de consumo, se observa tres grupos de usuarios, el primero en el tramo de 0 a 100 kWh/mes, el segundo entre 101 y 200 kWh/mes y el tercer grupo situado de 201 kWh/mes adelante.



Fuente: Elaboración propia con datos de Electropaz 1996 y C.R.E., 1997.

¹⁶ Superintendencia de Electricidad, Octubre 1997

Si se observan los porcentajes de usuarios acumulados para ambas ciudades por los diferentes tramos de consumo, se observa que en el primer grupo de 0 a 100 kWh/mes en la ciudad de La Paz se concentra el 52% de los usuarios, mientras que a Santa Cruz corresponde un 28%. En el segundo tramo en la ciudad de La Paz se encuentra un 26% de la población y en Santa Cruz un 32%. Finalmente en el último tramo de 200 kWh/mes adelante, se concentran un 22% y un 40% de usuarios, en La Paz y Santa Cruz, respectivamente.

De este análisis es posible concluir que existe un margen importante de población urbana que tiene restricciones en el uso de energía eléctrica, que seguramente constituye la población urbano-marginal.

2. Las Diferencias Urbano - Rural

En la dimensión urbano-rural, el tema se visualiza desde el punto de vista de oportunidad de acceso a energéticos económicos. Las ciudades más grandes tienen un abastecimiento regular de GLP, GN, combustibles líquidos y electricidad, mientras que en el área rural la llegada de estos energéticos es poco menos que fortuita y en muchos casos impensable.

Las diferencias de patrones de consumo energético entre una familia rural y una familia urbana se pueden ver en el siguiente cuadro.

Patrones de Consumo Energético Familiar Urbano - Rural (BEP / Año)

FUENTE	URBANO (*)	RURAL (**)
Biomasa	0.27	5.01 (+)
Kerosene	0.15	0.215
GLP	1.49	0.12 (+)
Electricidad	1.38	0.016
Total BEP/año	3.29	5.361
Total BEP/año (energía útil)	1.93	0.65

Fuente: Elaboración Propia en base a datos Seminario Nacional sobre Energía Rural MEH 1.993 y Factores de Conversión OLADE.

(*) 830.000 unidades familiares urbanas (**) 656000 unidades familiares rurales

(+) Encuesta sobre Consumos de Energía en el Area Rural, INE-ESMAP, 1996.

Las diferencias de consumo en biomasa de una familia rural son de 19 veces respecto a una familia urbana, en el kerosene la diferencia de consumo es 1.5 veces más en el sector rural, para el caso del GLP una familia urbana consume 12 veces más que su homóloga rural y finalmente, en el caso de electricidad una familia urbana consume 86 veces más energía eléctrica que una familia rural.

Totalizando físicamente el volumen de energético consumidos, una familia rural demanda 1.6 veces más que una familia urbana, sin embargo cuando se analiza los rendimientos de los

energéticos y se calcula la energía útil que utiliza cada familia, la relación se invierte: una familia urbana dispone de 3 veces más de energía útil que una familia rural. Esta situación muestra la indigencia energética rural existente.

Se puede afirmar que el sector rural está prácticamente marginado de los sistemas convencionales de energía. El energético principal, la biomasa al no ser objeto de comercio, su suministro queda fuera del control fiscal estatal y lo poco que sí se comercia, se efectúa a nivel de un sector informal no estructurado.

En cuanto a energías comerciales, el GLP y la electricidad han empezado a penetrar en el mercado rural. Pero esta introducción tropieza con la barrera de los ingresos rurales mucho más bajos que los urbanos, y con la estructura de costos y operación del suministro de energía comercial más altos para zonas rurales (longitudes de transmisión, alta dispersión y consecuentemente altos costos de distribución).

Particularmente en el caso del GLP un equilibrio inestable en la oferta interna de este combustible impide su difusión más amplia en el sector rural, cubriendo apenas la demanda urbana, amenazando durante algunos años con una importación de este hidrocarburo. Medidas como la introducción del gas natural en las ciudades y un consecuente desplazamiento del GLP hacia el área rural no se han dado en absoluto.

En el tema relativo a la cocción de alimentos, es donde la incidencia del desabastecimiento de GLP en el área rural se acentúa más.

Estimación de Costos de Energéticos en la Cocción de Alimentos Área Rural de Bolivia

ENERGÉTICO	COSTO \$US/KEP
GLP	0.5
Leña (comprada)	1
Estiércol (comprado)	1.56
Leña (autoabastecida) (*)	0.4
Estiércol (autoabastecido) (*)	1.56

Fuente: Programa Nacional de Biomasa ESMAP - S.N.E., 1997.

(*) Se considera una monetización del jornal diario equivalente a 3 \$US/día.

En las zonas rurales donde la leña se compra, se observa una diferencia de precio de 3 a 1 en relación al GLP y una diferencia mayor aún en el caso del estiércol. Desde el punto de vista de equidad, es sensible en la población rural la falta de oportunidad de acceso a este combustible.

Cálculos del Programa Nacional de Biomasa ESMAP - S.N.E. muestran que utilizar GLP es rentable a partir de un costo de la tonelada de leña de \$US 15. Considerando adicionalmente

las inversiones que permitan utilizar el GLP (compra de cocinas, garrafas, etc.), se muestra que a un costo por tonelada de leña de 23 \$US, la utilización de GLP es de ventaja absoluta. Se ha podido detectar zonas rurales donde el costo de la tonelada de leña llega a \$US 93, localizadas en los pueblos cercanos a zonas de colonización.

En el caso de la electrificación rural, se estima entre \$US 750 y \$US 1.700 el costo de conexión por familia a la red de electricidad ⁽¹⁷⁾, sin embargo a medida que se pasa de poblaciones que puedan ser atendidas mediante una extensión de la red, a otras que necesitan una red aislada y otras aún más dispersas, el costo de atención aumenta, mientras que la capacidad de pago de la población disminuye.

Ante el panorama anterior, que muestra prácticamente lo reducido del alcance de las energías convencionales por imposibilidades financieras y/o físicas, se plantean opciones como las energías renovables, para cubrir la demanda energética rural, sin descartar necesariamente la utilización de energías convencionales o una combinación de éstas últimas con energías renovables.

3. Puntualizaciones

A nivel de la equidad se puede decir que las reformas sectoriales si no se complementan, influirían negativamente en los temas relativos a la energización rural, puesto que con la operación privada de las empresas y objetivos de maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas, limitan el interés de penetrar en el área rural, buscando otras unidades de negocio. A priori se conoce la baja rentabilidad que se puede obtener en el sector rural.

La Estrategia Nacional de Energía Rural formulada a fines de 1994, bajo el compromiso estatal de asumir responsabilidades por la energización rural, utilizando el concepto de subsidiariedad estatal, en los hechos todavía no avanzó de ser un planteamiento conceptual no operativizado efectivamente por el Estado. La falta de recursos humanos y financieros limitan su puesta en marcha, así como una mayor voluntad política que se plasme en acciones efectivas. Se ha verificado el poco conocimiento y aplicación de la misma de los actores principales del sector (Municipios, Prefecturas), inclusive gobiernos regionales en 1996 han desarrollado proyectos de electrificación al estilo de hace 20 años.

Bajo un enfoque de equidad, con seguridad que el abastecimiento rural es la primera barrera a vencer para saldar una deuda social y de desarrollo, pues mientras el país moderniza su economía y sus estructuras en la perspectiva de integrarse en los bloques económicos regionales preparándose para ingresar al siglo XXI, en el área rural más de 700.000 familias todavía persisten en una imagen más propia del siglo XIX.

¹⁷Maintenance Neglect in the Power Sector. The Cost and Options to Overcome it. Banco Mundial 1991

F. Energía y Medio Ambiente

1. Las Emisiones del Sector Energético

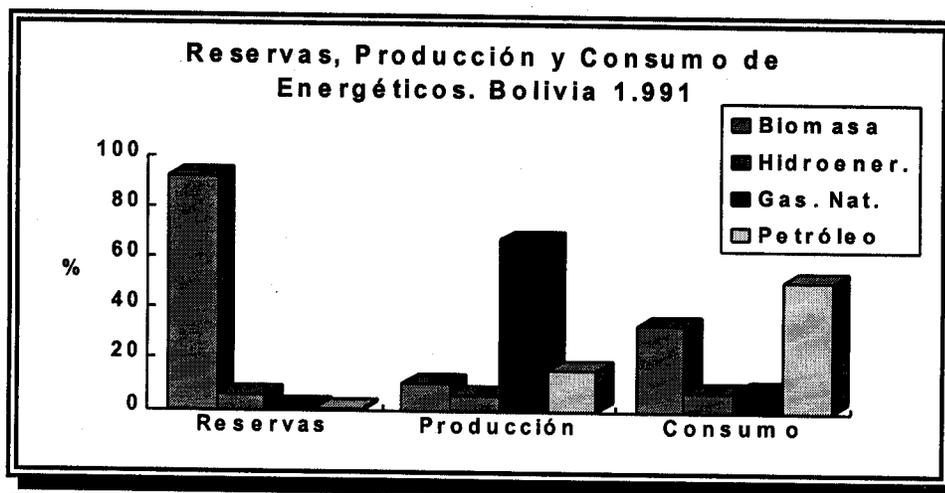
Bolivia desde el punto de vista energético, no es un país contaminante. Para 1990 se estimó ⁽¹⁸⁾ que las emisiones de CO₂ alcanzaron un nivel de 8.475 miles de toneladas y que en 1995 estas emisiones alcanzaron un nivel de 10.520 miles de toneladas. Referido al total de emisiones del país, el sector energético contribuye con aproximadamente un 11%.

En el contexto mundial, las emisiones del sector energético de Bolivia, no alcanzan el 0.027% de las emisiones mundiales y apenas un 0.5% de las emisiones de América Latina.

Sin embargo a nivel micro, es posible notar una baja en la calidad del aire sobre todo en las grandes ciudades (La Paz, Cochabamba y Santa Cruz), atribuibles a las emisiones del sector transporte. Para el sector del transporte público, la introducción del Gas Natural desde el año 1994 aún no ha alcanzado niveles de penetración relevantes y su utilización es prácticamente marginal.

2. El Desequilibrio Existente

A partir de la evaluación de las reservas energéticas la producción y consumo de energía en Bolivia, se puede observar que ⁽¹⁹⁾ las reservas energéticas calculadas privilegian con poco más de un 90% a los bioenergéticos, siguiéndole la hidroenergía y finalmente con menos de un 2% al gas natural y derivados del petróleo en conjunto; la producción energética muestra supremacía del Gas Natural (seguida por los derivados del petróleo, la biomasa y finalmente el Hidropotencial) y; en el consumo de energéticos los más utilizados son los derivados del petróleo (seguidos por la biomasa, el gas natural y finalmente la hidroelectricidad).



Fuente: S. N. E., 1996.

¹⁸ Programa Nacional de Cambios Climáticos. MDSMA 1996.

¹⁹ Seminario Energía Rural MEH 1993.

Resumiendo: la mayor reserva corresponde al potencial de biomasa, la mayor producción al Gas Natural y el mayor consumo a los derivados de petróleo.

Lo anterior muestra la existencia de un desequilibrio marcado en cuanto al manejo de reservas, producción y consumo de energéticos. Es decir se consume intensivamente el energético del que menos reservas se tiene, y no necesariamente el energético que más se produce.

Esta situación predispone el realizar acciones destinadas a reorientar nuestra matriz energética. Como una línea a corto y mediano plazo, orientando el consumo en relación a la producción, pero como línea de acción permanente, orientando el consumo en función de las reservas energéticas mayores de las que dispone el país, introduciendo un enfoque de eficiencia energética y de suministro sostenible de energía en el largo plazo que sean coherentes con una política de precios adecuados.

3. Eficiencia Energética

Considerando que el sector energético es uno de los directos responsables de la contaminación ambiental y la emisión de gases de efecto invernadero, cualquier acción que se realice relativa al uso eficiente de energía, tendrá un efecto positivo hacia el medio ambiente.

Si bien a fines del año 1996 se presentó oficialmente la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética, en el contexto de las reformas estructurales realizadas en Bolivia no se ha incluido explícitamente el tema de eficiencia energética, aunque en el marco legal establecido (Ley de Electricidad, Ley de Medio Ambiente, Ley de Hidrocarburos), es posible encontrar los puntos de inicio a partir del cual se lance una normativa en este campo, situación imperativa si se piensa en el futuro en disponer de estímulos e incentivos para acciones en este campo, que representen ahorros monetarios al usuario.

Sin embargo en el caso eléctrico, la ley hace prevalecer un concepto de eficiencia económica y a través de la desintegración vertical del sector, no favorece la participación de las empresas distribuidoras en la promoción del uso eficiente de la energía en los usuarios finales. En este sector con la liberación paulatina de las tarifas a precios reales, las demandas de ejercitar ahorros de energía, provendrá de parte de los usuarios.

Otros sectores para implementar medidas de eficiencia energética con altos impactos ambientales, son el sector transporte a través de la sustitución de gasolinas por Gas Natural Comprimido, y la pequeña industria rural, sustituyendo el uso de leña por Gas Natural ⁽²⁰⁾.

²⁰ Volúmenes estimados de sustitución así como un mayor detalle se puede ver en el capítulo relativo a eficiencia energética de este mismo estudio.

4. Energías Renovables

El uso de energías renovables para generación de energía plantea dos aspectos, el primero a nivel convencional generando energía eléctrica en base a hidroelectricidad ⁽²¹⁾ y bagazo fundamentalmente, y el segundo una aplicación descentralizada en el área rural principalmente orientada al abastecimiento doméstico y productivo (fundamentalmente biomasa: leña y estiércol).

A continuación se hace una descripción de las principales fuentes y el estado actual de las mismas.

a) Biomasa

Se calcula que la superficie deforestada anualmente puede alcanzar a 200.000 Hectáreas/año ⁽²²⁾, de las cuales entre un 10 y 15% tienen directa relación con el consumo energético. La causa mayor de la deforestación es, sin duda, la ampliación de la frontera agrícola y la explotación maderera.

Actualmente se estudia la puesta en marcha de un Programa Nacional de Biomasa ⁽²³⁾, destinado a elevar la eficiencia en su uso y/o la sustitución por GLP o GN en las zonas más críticas afectadas por la deforestación, así como en los consumidores intensivos, como la pequeña industria rural.

b) Micro Centrales Hidráulicas

En el campo de las Micro Centrales Hidráulicas, el potencial instalado para electrificación rural es marginal. Reconociendo su potencial se ha elaborado un Programa Nacional Micro Hidráulico que ha identificado la posibilidad de electrificación de cerca a 20.000 familias con una potencia instalada de 7 MW distribuida en aproximadamente 100 proyectos ⁽²⁴⁾. Sin embargo estimaciones generales ⁽²⁵⁾ muestran un potencial que podría alcanzar a casi 300.000 habitantes del área rural (70.000 familias) que podrían ser abastecidas a través de MCH, con una potencia total instalada de aproximadamente 24 MW.

c) Energía Eólica

Aún no se contempla un uso intensivo de energía eólica debido a la inexistencia del potencial en Bolivia, excepto en Santa Cruz donde la CRE tiene un proyecto de hasta 20 MW, destinado a atender su red de distribución.

²¹ La duplicación de la capacidad instalada es casi un hecho al haberse lanzado un proceso de licitación para la construcción de una central hidroeléctrica de 350 MW sobre el río Bermejo en la frontera con la Argentina.

²² Plan de Acción Ambiental. SNMA. La Paz 1994.

²³ Programa Nacional de Biomasa. ESMAPA/SNE. 1997.

²⁴ Programa Nacional Micro Hidráulico. ESMAPA/SNE La Paz 1996.

²⁵ Calculadas en el marco de la Estrategia Nacional de Energía Rural.

d) Energía Solar

Actualmente se estima la comercialización de 2.000 paneles fotovoltaicos ⁽²⁶⁾ por año que se destinan al área rural (comunicaciones, energización de postas y escuelas e iluminación doméstica). En el marco de las metas propuestas en la Estrategia Nacional de Energía Rural se ha calculado que la electrificación fotovoltaica tendría un potencial calculado de 180.000 familias en los próximos 15 años ⁽²⁷⁾.

En el aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento de agua, las estimaciones de ventas por parte de las empresas en 1996 ⁽²⁸⁾ alcanzaba a no más de 500 m2 por año. Aunque existe un potencial apreciable para su introducción ⁽²⁹⁾ y se considere estos equipos dentro de estrategias de eficiencia energética, no existe una estimación razonable hasta el momento sobre los niveles de penetración de esta tecnología.

e) Geotermia

Si bien se tiene un potencial cercano a los 500 MW el mismo no encuentra un mercado para su explotación en el país debido a la lejanía de los pozos de los centros de consumo, aunque es previsible que el mismo se oriente también a la exportación hacia el norte de Chile.

²⁶ Revista E&D No. 9, GTZ. 1996

²⁷ Oportunidades de las Energías Renovables en Electrificación Rural. M. Fernández. Madrid 1995

²⁸ Evaluación realizada en el marco del diseño del Fondo de Inversiones en Nuevas Energías. ESMAP/Embajada Real de los Países Bajos 1996

²⁹ En un estudio desarrollado por la GTZ para la CRE en 1994, dentro una propuesta de manejo de la demanda, se estimaba la introducción de 40.000 colectores solares en Santa Cruz para rebajar el pico de electricidad.

II. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS

A. El Sector Energético Antes de la Reforma

Institucionalmente el sector energético boliviano tenía como cabeza de sector al Ministerio de Energía e Hidrocarburos. La definición de política energética se realizaba a través de las Direcciones: General de Hidrocarburos (DGH), Nacional de Electricidad (DINE), de Fomento Energético Rural (DIFER). En todos los casos la fijación de los precios de energéticos (electricidad, gas natural y derivados de petróleo), era responsabilidad del Poder Ejecutivo, a través de instrumentos emitidos por las anteriores direcciones.

La planificación energética, también de responsabilidad del Poder Ejecutivo, comenzaba en las empresas del sector, era aprobada en las direcciones ya mencionadas, y presentada por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos al extinto Consejo Nacional de Economía y Planificación (CONEPLAN) para su aprobación.

Los planes de expansión sectorial, cuyo componente mayoritario normalmente era público, eran presentados por el Ministerio de Planeamiento y Coordinación al Congreso Nacional para su inclusión en la Ley Financial que regía el Presupuesto Nacional.

La industria del petróleo y gas natural era monopólica, verticalmente integrada y ejercida por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). En forma un tanto similar, la industria eléctrica boliviana era de naturaleza verticalmente integrada a través de la Empresa Nacional de Electricidad ENDE de propiedad estatal, la empresa privada Compañía Boliviana de Energía Eléctrica, empresas autoproductoras y unas catorce compañías distribuidoras de propiedad mixta, privada y cooperativa.

El abastecimiento energético al área rural, fue restringido inicialmente a la provisión de electricidad, a través del Instituto Nacional de Electrificación Rural INER, posteriormente convertido en la Corporación de Fomento Energético Rural COFER, hasta su extinción en 1989. En el área rural, la estructura del servicio también fue de naturaleza vertical, con un esquema decisorio centralizado.

El Ministerio de Energía e Hidrocarburos era responsable de la reglamentación del sector. Legalmente la reglamentación eléctrica se ejercía bajo el Código Nacional de Electricidad (CNE) aprobado en los años sesenta, en tanto que la regulación en materia de hidrocarburos a través de la Ley de Hidrocarburos de 1990. Dicho elemento legal sustituyó a la Ley General de Hidrocarburos en ejercicio desde los años setenta, bajo cuya influencia se desarrolló buena parte de la industria petrolera contemporánea.

La fijación de precios de los energéticos para el consumidor, se decidía con los anteriores instrumentos. En el caso de los hidrocarburos aún responde a criterios de tipo fiscal con elementos de comparación con los precios de países vecinos para evitar corrientes de contrabando que distorsionen la estructura de la demanda. En el caso eléctrico, las tarifas de energía eléctrica

se fijaban en base a criterios contables con tasas de rentabilidad sobre los activos netos en operación, limitadas a un 9% de acuerdo a las estipulaciones del Código Nacional de Electricidad aprobado.

Las concesiones para el ejercicio de la industria eléctrica debían ser otorgadas por el Poder Ejecutivo, al igual que los contratos de operación para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos.

En el caso de la industria de los hidrocarburos, la regulación sectorial se realizó a partir de 1970, a través de la Ley General de Hidrocarburos (LGH). La misma está basada en el precepto constitucional aprobado por la Asamblea Constituyente de 1967, según la cual los hidrocarburos son de dominio “directo, inalienable e imprescriptible del Estado”. A partir de tal elemento se eliminó la posibilidad de concesiones, incorporando el modelo de los contratos de operación, con empresas privadas, para las fases de la exploración y explotación de hidrocarburos. La LGH, fijó para las fases de transporte, industrialización, distribución y comercialización de hidrocarburos, una estructura monopólica verticalmente integrada y destinada exclusivamente a YPFB.

La ausencia de criterios económicos, procedimientos suficientemente transparentes en la determinación de precios, impuestos y subsidios, y una administración deficiente de estas empresas, no permitieron una evolución satisfactoria del sector.

Antes de la reformas el sector confrontaba una serie de problemas. En el caso de hidrocarburos:

- La caída de las reservas - producción por debajo de 15 años, nivel mínimo aceptable para garantizar el abastecimiento a largo plazo.
- El ritmo de crecimiento de la producción de derivados líquidos de petróleo ha sido menor que el crecimiento de la demanda.
- Esto se agrava aún más por la falta de recursos financieros destinados a la inversión en la exploración de nuevos campos; así como para mantenimiento y expansión de la actividad.
- Los costos de operación y administración de YPFB resultan elevados.

En el sector eléctrico a pesar de que se ha caracterizado, en general, por suministrar electricidad en condiciones técnicas de confiabilidad y de calidad aceptables, se presentaban dificultades de orden jurídico institucional:

- Un sistema regulatorio débil.
- Falta de incentivos destinados a las empresas eléctricas para mejorar su eficiencia.
- Tarifas distorsionadas que no reflejaban los costos de proveer electricidad en los niveles regionales y de usuarios finales.
- Carencia de incentivos para promover la inversión privada.
- Baja cobertura del servicio eléctrico, especialmente en el área rural.

Particularmente el sector de hidrocarburos, los precios de los derivados se fijaban en función de un barril compuesto ponderado, cuyo valor y los pronósticos de ventas y producción,

sean suficientes para cubrir los costos de producción, industrialización, transporte y comercialización, además de brindar una importante contribución financiera al Tesoro General de la Nación (TGN). En la práctica, los niveles de aportes extraordinarios otorgados por YPF, junto a los aportes fijados por Ley (regalías del 11% e impuestos nacionales del 19%, ambas sobre la producción en boca de pozo, más impuestos sobre venta de productos) han superado el 60% de los ingresos brutos de la empresa y representando más del 40% de los ingresos del TGN⁽³⁰⁾.

Es importante destacar que desde el punto de vista del desempeño, en 1990 se introdujeron los Contratos de Rendimiento entre el Estado boliviano y las principales empresas del sector público, habiendo sido ENDE la primera empresa en haber firmado tal contrato, seguida entre otras por YPF.

La experiencia en ENDE, fue exitosa habiendo básicamente consistido en la adopción de una serie de parámetros a través de los cuales el Gobierno medía el desempeño de la empresa, existiendo en contrapartida una serie de elementos a los que el Gobierno se comprometía, a fin de garantizar a ENDE un entorno empresarial adecuado y libre de injerencias extra - empresariales, así como de proveer niveles tarifarios adecuados. En el caso de YPF, problemas en la concepción de los índices de medida del desempeño empresarial dificultaron el éxito del ejercicio.

En el caso de los hidrocarburos, el país ha tenido una significativa expansión particularmente en los descubrimientos de gas natural, hecho que ha convertido a dicho energético en un importante componente del comercio externo nacional.

B. Los Cambios Estructurales en el Sector Energético

A partir de 1985, el Estado ha iniciado una etapa de redimensionamiento y modernización que toca prácticamente todos los aspectos de la actividad económica. Esta modernización, en el sector energético específicamente, busca una adecuación a la nueva realidad económica, promoviendo la participación del sector privado, desregulando los mercados energéticos e incrementando la eficiencia y competitividad entre los actores.

El Estado se retira de las actividades operativas en el sector y asume un rol promotor, fiscalizador, normador y regulador.

Las áreas de trabajo que se están incorporando en la agenda energética operativa se pueden resumir en:

³⁰ En 1994, como ejemplo, los ingresos brutos de YPF ascendieron a 590.5 MMUS\$. El total de transferencias al TGN incluyendo los impuestos de Ley fueron 332.9 MMUS\$ equivalentes al 56.4% de los ingresos. Si a este monto se le añaden las regalías por 34.7 MMUS\$, la transferencia total asciende al 62.3% de sus ingresos brutos. Por otra parte, ese mismo año, los recursos provenientes de YPF significaban el 41.5% de los ingresos del TGN, sin considerar las regalías.

- la atención a las demandas energéticas rurales,
- el uso racional y eficiente de la energías, y
- la gestión de la demanda de energía en el marco de la Ley de Participación Popular (LPP).

Todos estos cambios han alterado el marco legal existente, promulgándose diferentes Leyes, estrategias y planes que directamente tienen relación con el desarrollo de la Energía Rural y la Eficiencia Energética, incorporándose las energías renovables.

Las nuevas Leyes que tienen relación con el desarrollo del sector energético son:

- *Ley de Capitalización*, que permite el ingreso de capitales privados en las empresas hasta ahora estatales, donde dos de las más grandes YPFB y ENDE corresponden al sector energético.

- *Ley de Electricidad*, que ordena el sector eléctrico en generadores, transmisores y distribuidores desverticalizando la industria eléctrica, promueve la participación privada, regula la competencia entre ellos, introduce la responsabilidad del Estado para con la electrificación rural y alienta la generación de energía con fuentes renovables de energía.

- *ley de Hidrocarburos*, que obliga a YPFB a celebrar contratos de riesgo compartido con el sector privado para la exploración y explotación de hidrocarburos. Por otra parte, el transporte de hidrocarburos y la distribución del Gas Natural será objeto de concesión administrativa por tiempo limitado en favor de personas naturales o jurídicas sin discriminación en base a su origen. Con relación a la comercialización se establece total libertad para la importación, exportación y comercialización interna de hidrocarburos y sus productos derivados, bajo las disposiciones que para tal efecto señala la Ley. En el campo de la refinación e industrialización de hidrocarburos, se establece que estas actividades pueden ser ejecutadas, además de YPFB sola o asociada, por personas naturales y jurídicas nacionales o extranjeras.

- *Ley SIRESE* (sistema de regulación sectorial), que crea las Superintendencias de Electricidad e Hidrocarburos, como entes reguladores autónomos que supervisarán el sector energético nacional (precios, tarifas, concesiones, competencias, etc.)

- *Ley de Participación Popular*, que otorga personalidad jurídica a las comunidades indígenas, campesinas y urbanas del país, establece mecanismos de control social, redistribuye igualitariamente los recursos entre todos los habitantes y finalmente establece los gobiernos municipales con jurisdicción territorial transfiriéndoles responsabilidades en los sectores de salud, educación, cultura, caminos vecinales, micro-riego, recursos naturales y desarrollo.

- *Ley de Descentralización*, que promueve la creación de “poderes ejecutivos departamentales”, fusiona las ex-corporaciones de desarrollo a las Prefecturas y cuenta con amplias atribuciones en cuanto al desarrollo de las regiones se refiere e importantes recursos económicos. La Ley de Descentralización establece en su reglamentación que las Prefecturas

se encargarán de la electrificación rural. Esta responsabilidad debe entenderse como la promoción de las políticas y estrategias del gobierno central en el tema de Energía Rural, posibilitándose el co-financiar los proyectos que se identifiquen en las respectivas regiones.

- *Ley de Pensiones*, aprobada en 1996, reemplaza al sistema de pensiones tradicional por un sistema privado, por el cual las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP's), administrarán el rendimiento de las acciones de los ciudadanos bolivianos en las empresas capitalizadas.

1. Ley de Capitalización

Bajo el diagnóstico de que existía un estancamiento con el modelo de desarrollo vigente y de que era necesario romper el ciclo de la pobreza, el Gobierno de Bolivia promulgó la Ley de Capitalización.

Las características detectadas del modelo anteriormente vigente, se refieren a que el crecimiento estaba fundamentalmente impulsado por el sector estatal y era altamente dependiente del financiamiento externo.

En contraposición las necesidades para romper el ciclo de la pobreza identificadas, se refieren a alcanzar metas de inversión de 20% del PIB o más y la necesidad de contar con un sector privado más dinámico.

Entre los objetivos de la Ley de Capitalización, se establecen:

- Impulsar la transformación económica a través de atracción de inversión masiva privada.
- Acelerar la creación de fuentes de trabajo y mejorar los ingresos de los bolivianos.
- Asegurar la eficiencia y modernización de áreas productivas y de servicios.
- Crear un sistema de ahorro a largo plazo.

La Ley de Capitalización promulgada el 22 de marzo de 1994 autoriza al Poder Ejecutivo:

- A aportar los activos de las principales empresas estatales (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Empresa Nacional de Electricidad, Empresa Nacional de Telecomunicaciones, Empresa Nacional de Ferrocarriles) para la constitución de nuevas Sociedades Anónimas Mixtas, con participación de los trabajadores de las respectivas empresas.
- A distribuir gratuitamente su paquete accionario a los ciudadanos bolivianos mayores de edad al 31 de Diciembre de 1995.

Es importante destacar que en las disposiciones finales de la mencionada Ley, se establece que los servicios públicos de comunicaciones, energía eléctrica, hidrocarburos y transporte corresponden a la jurisdicción nacional, debiendo ser normados por leyes sectoriales específicas, eliminando de esta manera la dualidad que existía, por ejemplo, en la fijación de los precios y tarifas de la electricidad, gas natural, agua, transportes, con la Ley Orgánica de Municipalidades de 1985.

2. La Ley de Electricidad

La Nueva Ley de Electricidad 1604 promulgada el 21 de Diciembre de 1994, ha sido formulada a partir de la detección de los ya mencionados problemas estructurales del sector eléctrico boliviano:

- Falta de incentivos para promover competencia y la inversión privada.
- Falta de claridad jurisdiccional.
- Sistema regulatorio débil.
- Tarifas distorsionadas

Los objetivos de la nueva Ley de Electricidad pueden catalogarse en:

- Atraer capital privado.
- Optimizar el proceso de capitalización de la Empresa Nacional de Electricidad.
- Mejorar la eficiencia del sector eléctrico a través de la competencia.
- Lograr mayores beneficios para los usuarios.
- Contar con la normativa adecuada.

Los principios de la nueva Ley de Electricidad son:

- a) Eficiencia: Para optimizar la utilización de recursos para el suministro de electricidad a mínimo costo.
- b) Calidad: Para introducir requisitos técnicos de la calidad del servicio acordes con las prácticas internacionales y compatibles con el desarrollo económico del país.
- c) Continuidad: Para obtener índices de confiabilidad elevados, compatibles con las posibilidades económicas del país.
- d) Adaptabilidad: Para incorporar nueva tecnología en beneficio de la calidad del suministro.
- e) Neutralidad: Para dispensar un tratamiento igualitario a todas las empresas.
- f) Utilidad Pública: Los servicios de transmisión y distribución son considerados como servicios de utilidad pública.

En cuanto a la organización institucional ⁽³¹⁾ se prevé que la Secretaría de Energía e Hidrocarburos, dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico elabore y formule las políticas del sector, en tanto que la Superintendencia de Electricidad, dependiente de la Superintendencia Nacional de Regulación Sectorial, regule las actividades sectoriales.

Con referencia a la nueva estructura regulatoria la Superintendencia de Electricidad, queda encargada de la fijación de tarifas y del otorgamiento de concesiones y licencias para el ejercicio de la industria eléctrica, quedando la Secretaría Nacional de Energía como encargada de

³¹ A tiempo de preparar este informe, el nuevo Gobierno Constitucional ha presentado al Congreso Nacional un proyecto de Reforma del Poder Ejecutivo que afectará la estructura de cada sector. Asimismo está prevista una reformulación, mediante Ley de la República de la Ley SIRESE.

la elaboración de los Planes Referencial e Indicativo del Sector Eléctrico, la normatividad y como facilitador del desarrollo del subsector.

El nuevo modelo prevé un sistema de libre acceso a las redes de transmisión, donde las tres empresas capitalizadas de generación más la correspondiente de COBEE, abastecerán, a través de las redes de la empresa de transmisión, a sus respectivos clientes vía contratos de largo plazo, donde los clientes pueden ser grandes usuarios o compañías de distribución.

En cuanto a la estructura propietaria, las empresas que participan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), tienen límites para participar en la propiedad de empresas destinadas a actividades distintas a la de la empresa en cuestión. Así por ejemplo una empresa generadora, no podrá participar en la propiedad de la empresa transmisora o de una distribuidora y viceversa. Las restricciones que fija la Ley se refieren a que una empresa de generación no podrá tener más del 35% de la capacidad instalada en el SIN. Las empresas de distribución en forma excepcional podrán tener derechos propietarios en instalaciones de generación de electricidad que aproveche recursos renovables, en la medida que tales instalaciones no tengan una capacidad superior al 15% de la demanda máxima en su sistema de distribución.

Para el ejercicio de la industria eléctrica se han previsto dos tipos de autorizaciones: las licencias y las concesiones. Las Concesiones se refieren a los permisos para ejercer la industria eléctrica en la actividad de distribución en el marco del Sistema Interconectado Nacional. Por Concesión se entiende al acto administrativo por parte de la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado boliviano, por el cual se otorga un derecho exclusivo en un determinado mercado de distribución. Las concesiones, también son aplicables para la cadena verticalmente integrada (generación, transmisión y distribución) en los sistemas aislados. Por el contrario las licencias, son los permisos para ejercer la industria eléctrica, ya sea en generación o transmisión, en el marco del Sistema Interconectado Nacional.

Se ha definido que la electrificación rural, de no ser realizada por la iniciativa privada, será responsabilidad del Estado destinando recursos a través de financiamientos del Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Las organizaciones territoriales de base, como organismos representativos de las comunidades rurales previstas en la nueva Ley de Participación Popular y los Gobiernos Municipales podrán plantear proyectos específicos de electrificación rural al Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Dicho Fondo evaluará y aprobará o rechazará tales proyectos, los que serán financiados y ejecutados por encargo del mismo. Se ha previsto que la financiación de tales proyectos provendrá de las siguientes fuentes: Préstamos y donaciones de organismos internacionales, donaciones de organismos no gubernamentales, préstamos y contribuciones de las Prefecturas, inversiones de las Organizaciones Territoriales de Base e inversiones de los Gobiernos Municipales.

En este contexto, los proyectos de electrificación rural serán ejecutados sobre la base del cofinanciamiento. La participación pública proveniente de cualquiera de las fuentes antes citada, los aportes de los futuros usuarios y otras fuentes como la Cooperación Internacional, pueden cubrir los requerimientos de inversión. En todo caso, se busca que al menos los costos operativos de los sistemas sean cubiertos por la tarifa.

Con relación a los principios para la fijación de precios de electricidad establecidos en la nueva Ley de Electricidad, se ha mencionado que la misma será valorizada a nivel de generación según los costos marginales de corto plazo para los intercambios entre generadores en tanto que desregulada para los contratos de largo plazo. A nivel de transmisión se utilizaran costos promedios de transmisión de sistemas económicamente adaptados, en tanto que en distribución se fijarán topes (*price cap*) utilizando criterios contables y tasas de retorno según el comportamiento de empresas de utilidad pública que coticen acciones en la Bolsa de Valores de Nueva York y que figuren en el índice Dow Jones.

3. La Nueva Ley de Hidrocarburos

La nueva Ley de Hidrocarburos 1689 promulgada el 30 de Abril de 1996, busca fundamentalmente fortalecer el desarrollo del sector a través de:

- Atraer la inversión privada en el sector.
- Proporcionar un marco regulatorio abierto y no discrecional.
- Proporcionar un marco fiscal atractivo.
- Un desarrollo del sector guiado por el mercado.

En este contexto se instruye específicamente a la Secretaría Nacional de Energía a:

- a) Promocionar la inversión en el sector Hidrocarburos.
- b) Elaborar y proponer al Poder Ejecutivo los reglamentos y otras disposiciones legales necesarias para la implementación de la Ley.
- c) Emitir las resoluciones secretariales, en el ámbito de su competencia para la aplicación de la Ley.
- d) Elaborar y proponer al Ministro de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente, en coordinación con la Secretaría Nacional de Recursos Naturales y Medio Ambiente, las normas y reglamentos para la protección y conservación del medio ambiente, con relación a las actividades hidrocarburíferas.
- e) Procesar y remitir a la Subsecretaría del Medio Ambiente, para su correspondiente homologación, las solicitudes para permisos y evaluaciones ambientales relacionadas con las actividades hidrocarburíferas.
- f) Elaborar, actualizar y administrar el mapa oficial bajo el sistema de parcelas, señalando las áreas disponibles para su nominación.
- g) Nominar de oficio y recibir solicitudes de nominación de áreas para licitaciones, determinando la garantía de seriedad de propuesta que deberán presentar los interesados, así como el criterio único para la respectiva adjudicación.
- h) Otorgar permisos para reconocimiento superficial de conformidad con la Ley.
- i) Aprobar expresamente de acuerdo con la Ley, la quema o venteo de gas natural en las actividades de exploración y explotación, previa solicitud del titular e informe técnico - económico de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

- j) Fiscalizar el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad referidas a las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, incluyendo las instalaciones y calibraciones de los sistemas de medición, así como sancionar su incumplimiento.
- k) Fijar los precios de Hidrocarburos en boca de pozo y su aplicación para fines de pagos de regalías, participaciones del Estado y de YPF; cumpliendo las previsiones contenidas en el reglamento de Hidrocarburos Existentes y Nuevos.
- l) Controlar la correcta sustitución de hidrocarburos existentes con hidrocarburos nuevos.
- m) Emitir las especificaciones mínimas de calidad para derivados de hidrocarburos, de producción nacional y/o importados, comercializados en el mercado nacional.
- n) Conocer los tramites de exportación restitución y constitución de servidumbres y emergentes de la actividad de exportación, explotación, transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por redes, de acuerdo a los procedimientos establecidos en la Ley y el Reglamento de Expropiación y Servidumbres.
- o) Acceder al Centro Nacional de Información Hidrocarburífera de manera total e irrestricta, así como a la información de la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial, para el cumplimiento de las políticas sectoriales.
- p) Utilizar como recursos propios los montos provenientes de patentes por derechos de área, de acuerdo con el presupuesto anual aprobado para la Secretaría Nacional de Energía.
- q) Realizar cuanto acto sea necesario para el cumplimiento de la Ley.

Para el caso de la Superintendencia de Hidrocarburos se dispone:

- a) Otorgar concesiones administrativas para la construcción y operación de los ductos, estaciones y plantas para el transporte de hidrocarburos por ductos.
- b) otorgar mediante licitación pública las concesiones administrativas de distribución de gas natural por redes.
- c) Otorgar licencias para la construcción y operación de terminales de almacenaje de hidrocarburos líquidos, almacenaje y envasado de GLP, estaciones de servicio destinadas al expendio al detalle de los derivados de hidrocarburos líquidos y Gas Natural Comprimido (GNC), plantas de distribución de GLP en garrafas y plantas de blending de aceites lubricantes.
- d) Licitación y otorgar las concesiones administrativas para el transporte de hidrocarburos por ductos, cuando la Secretaría Nacional de Energía así lo requiera.
- e) Licitación y otorgar las concesiones administrativas para el transporte de hidrocarburos por ductos al finalizar la concesión ya sea por vencimiento del plazo, revocación, caducidad o desistimiento del concesionario.
- f) Fiscalizar el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad en las actividades de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por redes.
- g) Fiscalizar de acuerdo a reglamentos específicos, las operaciones de las plantas de refinación y industrialización, terminales de almacenaje de hidrocarburos líquidos, almacenaje y envasado de GLP en garrafas, estaciones de servicio para el expendio al detalle de los derivados de hidrocarburos líquidos y GNC, plantas de distribución de GLP en garrafas y plantas de blendig de aceites lubricantes.

- h) Aprobar, regular y fiscalizar de acuerdo con los reglamentos específicos las tarifas tanto para el transporte de hidrocarburos, derivados y productos de la refinación a través de ductos, como para la distribución de gas natural por redes.
- i) Establecer periódicamente los volúmenes totales requeridos para satisfacer el consumo interno del gas natural, y para cumplir con los contratos de exportación de gas natural pactado por YPFB con anterioridad a la vigencia de la Ley.
- j) Fijar precios máximos para el mercado interno de los productos de refinación, GLP de plantas, derivados y comercialización de gas natural conforme al artículo 81 de la Ley.
- k) Elaborar y mantener el registro correspondiente para las actividades de refinación, industrialización y comercialización mayorista y minorista, y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades.
- l) Precautelar el cumplimiento de las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia.
- m) Dictar los procedimientos administrativos internos para el cumplimiento de sus funciones.
- n) Proponer al Poder Ejecutivo, la elaboración de normas de carácter técnico y dictaminar sobre las relativas a su competencia.

Finalmente se busca que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) ejerza las siguientes atribuciones específicas:

- a) Licitación, adjudicación, suscripción, supervisión y administración de los contratos de riesgo compartido para las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.
- b) Autorización de cesión, transferencia o subrogación, total o parcial, directa o indirecta, de derechos y obligaciones emergentes de los contratos de riesgo compartido y suscripción de los respectivos contratos modificatorios.
- c) Administración de los contratos de operación y asociación que no fueran convertidos en contratos de riesgo compartido.
- d) Administración de los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República de Argentina y la República Federativa del Brasil, de acuerdo al reglamento de comercialización de Gas.
- e) Aprobación del plan de desarrollo de campos y supervisión de la ejecución de técnicas y procedimientos modernos para la explotación de campos, a fin de establecer niveles de producción de acuerdo con prácticas eficientes y razonables y de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios.
- f) Aplicación en la administración de los contratos bajo su competencia, del Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes.
- g) Supervisión y fiscalización de acuerdo al Reglamento Ambiental para el sector de hidrocarburos, el cumplimiento de la autorización expresa dictada por la Secretaría Nacional de Energía para la quema o venteo de gas natural.
- h) Certificación a la Secretaría Nacional de Energía de los volúmenes de hidrocarburos fiscalizados en boca de pozo para efectos de cálculo de regalías, participaciones del Estado y de YPFB
- i) Administración del Centro Nacional de Información Hidrocarburífera de toda la actividad referida a la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos desarrollada en el país, que permitiría a YPFB administrar los contratos de riesgo compartido y suministrará información a

- la Secretaria Nacional de Energía para el cumplimiento de la administración de mapas, nominación y promoción de inversiones en el sector de hidrocarburos.
- j) Recibir una participación del seis por ciento (6%) transfiriéndola al Tesoro General de la Nación, previa reducción del monto necesario para cubrir su presupuesto anual aprobado por el Congreso Nacional.
 - k) Recibir de los titulares de los contratos de riesgo compartido, los reembolsos de las sumas pagadas a nombre de estas por concepto de patentes.
 - l) Dictar los procedimientos administrativos internos para el cumplimiento de sus funciones.
 - m) Efectuar en su calidad de empresa pública, por sí misma o asociada a terceros, las actividades de refinación, transporte por poliductos, comercialización al por mayor de los productos y prestación de servicios técnicos para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.
 - n) Proponer al Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico las normas para cumplir con sus funciones.

4. La Ley SIRESE

A partir de que el Estado boliviano cumplía las funciones de productor, normador y regulador, el Gobierno ha redefinido los papeles, de tal manera que en la nueva estructura sea el sector privado quien asuma el rol de productor, el Estado de normador en tanto que el rol regulador sea ejercido por una entidad autónoma.

La nueva Ley del Sistema de Regulación Sectorial 1600 promulgada el 28 de Octubre de 1994, tiene como objetivos asegurar que :

- Las normas legales sectoriales sean cumplidas con precisión.
- La prestación de servicios públicos sea adecuada.
- La promoción de la competencia, evite las prácticas monopólicas que perjudiquen a competidores, usuarios y clientes.
- Las actividades bajo su jurisdicción (telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y otros sectores que posteriormente se incorporen por ley) operen eficientemente y contribuyan al desarrollo de la economía de Bolivia.
- Los intereses de los usuarios, las empresas y demás entidades reguladas, cualquiera fuera su forma y lugar de organización o constitución y el Estado, gocen de la protección prevista por ley en forma efectiva.
- La potestad de regulación estatal se ejerza estrictamente de acuerdo a la ley y libre de toda influencia indebida.

Con la finalidad de garantizar lo anterior, se ha previsto una estructura en la que exista un superintendente general y superintendentes sectoriales.

Las principales funciones del Superintendente General son:

- Decisiones sobre recursos jerárquicos contra resoluciones de los superintendentes.
- Establecimiento de resoluciones administrativas internas.
- Fiscalizar y emitir opinión sobre eficiencia y eficacia de las superintendencias sectoriales.

Las principales funciones de los Superintendentes Sectoriales son:

- Cumplir y hacer cumplir las Ley del SIRESE y las leyes sectoriales.
- Decidir sobre concesiones, licencias y registros de acuerdo a Ley.
- Vigilar la correcta prestación de bienes y servicios.
- Determinar precios y tarifas.
- Poder intervenir empresas bajo su jurisdicción.
- Aplicar sanciones.
- Atender y procesar denuncias de usuarios y consumidores.
- Atribuciones específicas contempladas en la respectiva legislación sectorial.

C. Las Reformas en Energía Rural y Eficiencia Energética

1. Las Reformas en Energía Rural

a) La Estrategia Nacional de Energía Rural

La Estrategia Nacional de Energía Rural busca incrementar la cobertura del suministro energético, disminuir la presión sobre el medio ambiente y activar los mercados energéticos rurales, promoviendo proyectos energéticos sostenibles y potenciando los servicios básicos del área rural con la provisión de energía. La meta propuesta es alcanzar un 77% de cobertura rural en un periodo de 15 años.

La Estrategia se basa en tres pilares fundamentales:

- *el co-financiamiento*, buscando canalizar recursos estatales y privados (comerciales y no comerciales) para las inversiones en energía rural,
- *una base tecnológica ampliada* para el suministro energético, que incorpora a las energías renovables en forma estructural en la matriz energética rural y finalmente, y
- *la gestión de la demanda*, proceso de creación de condiciones para la atención de las demandas de energía, concertadas y priorizadas a nivel de usuarios en el marco de la LPP, así como su canalización y satisfacción.

b) Los Planes Indicativos de Electrificación Rural

Producto de esta Estrategia y del trabajo de varias instituciones, se está diseñando un Plan Indicativo Nacional de Electrificación Rural y, por ejemplo en Cochabamba y Chuquisaca ya se dispone del Plan Indicativo de Electrificación Rural Departamental.

Estos planes, conceptualizados como un instrumento técnico referencial para la planificación energética rural, permitirán:

- identificar los mercados energéticos rurales en función del grado de desarrollo sub-regional y micro-regional,
- señalar las posibilidades y alternativas de suministro de energía eléctrica a los Municipios en un horizonte de 10 años,
- enmarcar las demandas energéticas de los Municipios en conceptos técnicos y financieros que garanticen sostenibilidad y crecimiento en el marco de la Ley de Participación Popular, y
- cuantificar y programar las inversiones necesarias.

2. Las Reformas en Eficiencia Energética

La Estrategia Nacional de Eficiencia Energética tiene como objetivo general promover la utilización eficiente de la energía y participar en la preservación del medio ambiente. De esta manera se plantea en el largo plazo mejorar los niveles de eficiencia energética y establecer condiciones de funcionamiento racional de los distintos sectores con relación a la producción, distribución y consumo de energía, optimizando el uso de recursos económicos y financieros en la gestión energética.

La Estrategia Nacional de Eficiencia Energética se sustenta en los siguientes principios básicos:

- El principio de equilibrio entre el potencial energético del país y su racional aprovechamiento.
- El principio de sostenibilidad para mitigar o minimizar el impacto ambiental por las actividades vinculadas a la cadena energética.
- El principio de transparencia y neutralidad para el establecimiento de regulaciones, normas y procedimientos que gobiernen la gestión energética.

Es importante acotar que a diferencia de la temática de energía rural, la EE tiene un reciente impulso que debe ser acompañado por políticas, un marco legal específico y una participación activa del sector privado.

Por las características de esta área, es previsible un importante desarrollo en el corto plazo, debido al impacto económico de medidas de EE en los actores, sean estos productores, distribuidores o consumidores de energía. Esta iniciativa encuadrada en la teoría del mercado, es susceptible de desarrollarse activamente en un corto plazo, de contarse con los mecanismos, fundamentalmente financieros y de asistencia técnica.

Es importante que la Secretaría Nacional de Energía acelere la elaboración de un reglamento que norme las actividades en Eficiencia Energética y defina beneficios económicos a

los agentes y usuarios que incorporen en su práctica empresarial o de consumo, medidas de eficiencia energética.

3. Sinergia de las Reformas en Energía Rural y Eficiencia Energética

a) Ley de Electricidad

La nueva Ley de Electricidad sienta bases para el financiamiento de proyectos de electrificación rural, al delegar esta responsabilidad oficialmente al Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) y encargarlo de co-financiar los proyectos e inclusive en casos extremos destinar recursos concesionales o donaciones a fin de permitir la ejecución de estos proyectos. En los hechos esta responsabilidad se aplica a proyectos mayores que atiendan a poblaciones con más de 5.000 habitantes ⁽³²⁾ a través de la ampliación de cobertura de la redes de transmisión y distribución o la instalación de unidades de generación aisladas. Ante esta situación se acordó que el Fondo de Desarrollo Campesino (FDC) deberá atender específicamente proyectos de Micro Centrales Hidroeléctricas (MCH) que tengan una cobertura menor a 5.000 habitantes y con una potencia menor a 300 kW.

Se modifica el concepto de “concesión” para la explotación de mercados eléctricos. Hasta antes de las reformas, la concesión se regía a un concepto geográfico - territorial. Ahora en cambio, se restringe a una cobertura efectiva delimitada en los hechos por una distancia de 100 m a cada lado de la línea.

La Ley prevé que las distribuidoras puedan generar hasta un 15% de su demanda máxima con energías renovables. Esto es una invitación tácita a la interconexión de las MCH con la red o como en el caso de la Cooperativa Rural de Electrificación de Santa Cruz (CRE), viabilizar la instalación de un parque eólico de hasta 20 MW de potencia.

En el campo operativo se estimula la participación del sector privado para ofrecer este servicio, así como se orienta la conversión de las actuales cooperativas en sociedades anónimas.

Por otro lado, en sistemas aislados la Ley prevé la existencia de sistemas eléctricos integrados (generación, transmisión y distribución), lo que permite con mayor flexibilidad la instalación de plantas generadoras (MCH's, aerogeneradores) en sistemas rurales aislados.

La Ley de Electricidad promueve indirectamente la Eficiencia Energética a través de la fijación de la Eficiencia Económica como parámetro fundamental de la actividad eléctrica en el país.

Todos los aspectos de desregulación del mercado que tenderán a colocar las tarifas en valores reales, redundarán positivamente en el aumento de competitividad de actividades de

³² Por gestiones de la Secretaría Nacional de Energía, el FNDR considerará la atención a poblaciones con menos de 5.000 habitantes.

eficiencia energética, así como la introducción de nuevas tecnologías energéticas más eficientes y ambientalmente limpias.

b) la Ley de Descentralización

La Ley de Descentralización establece en su reglamentación que las Prefecturas se encargarán de la electrificación rural. Esta responsabilidad debe entenderse como la promoción de las políticas y estrategias del gobierno central en el tema de Energía Rural, posibilitándose el co-financiar los proyectos que se identifiquen en las respectivas regiones.

c) la Ley de Participación Popular

Adicionalmente a las condiciones "físicas", el aprovechamiento del potencial energético renovable será posible si existe -en cada proyecto que se encare- la presencia de condiciones socioeconómicas adecuadas que permitan el funcionamiento del sistema. Esta situación, está hoy respaldada por la acción de los Municipios en el marco de la Ley de Participación Popular (LPP), lo que conseguirá que los proyectos tengan la factibilidad necesaria (social, técnica y económicamente) y que el sistema sea sostenible en el tiempo.

Hasta hace poco tiempo era difícil dinamizar los procesos de Energización Rural. Se tropezaba con varios factores, entre ellos principalmente la baja capacidad de inversión por parte de los habitantes del sector rural, la prácticamente nula presencia (en forma efectiva) del Estado y del sector privado (Bancos, empresas de servicios, etc.), la dificultad de plantear esquemas institucionales sostenibles y la inexistencia de estrategias más o menos coherentes en el sector.

Por ello, el desarrollo de proyectos en condiciones sociales, técnicas y económicas totalmente favorables, se truncaban de partida al no contarse con un mínimo de recursos para desarrollar las fases iniciales de pre-inversión (identificación y formulación) o inversión del proyecto.

En este marco la LPP, permitiría superar las siguientes barreras:

i) Primera barrera: la dificultad de identificar demandas energéticas que correspondan estructuralmente a los niveles de desarrollo y necesidades que se concierten y se prioricen a nivel de usuarios, en un contexto de amplia participación de los actores involucrados. Esta situación es revertida por la LPP que prevé la participación activa de las OTB's (organizaciones territoriales de base), la creación de los Comités de Vigilancia como entes de fiscalización y control social y que deposita en los Municipios la priorización de sus necesidades, la elaboración de sus planes operativos y la determinación de sus prioridades de inversión, todo esto bajo un marco de planificación participativa.

ii) Segunda barrera: la realización de pre-inversiones y estudios necesarios que ratifiquen las necesidades energéticas y permitan encontrar las soluciones y respuestas más adecuadas a la realidad. En este caso se da un salto cualitativo. Siendo una de las dificultades mayores la pre-inversión, los Municipios a través de la LPP pueden efectuar asignaciones

presupuestarias en este campo, co-financiando estudios que permitirán tener una demanda energética claramente identificada, cuantificada y cualificada.

iii) Tercera barrera: la inversión efectiva en proyectos de dotación de energía. A partir de la puesta en marcha de la LPP, los problemas de inversión en el sector rural tendería a encontrar un mecanismo de solución. Existe la posibilidad real de que los Municipios destinen sus fondos a inversiones razonables y, en el caso de que estas inversiones superen sus límites, los fondos municipales se convertirán en fondos de contrapartida que permitan apalancar las inversiones en el sector rural. Con el aporte de otros Fondos Estatales, el sector privado y la Cooperación Internacional, se completarían los montos demandados en cada proyecto concreto, en el marco del co-financiamiento. La LPP prevé que se debe asignar un 90% de los recursos municipales a inversiones y solamente destinar un 10% a gastos de funcionamiento. Por tanto la prioridad de inversión rural es alta y se resguarda por Ley.

iv) Cuarta barrera: la gestión y sostenibilidad de los proyectos de energía en el sector rural. Al tener tuición sobre los territorios así como sobre los recursos naturales, la gestión de recursos energéticos renovables, será una competencia importante de los Municipios. La LPP prevé que los servicios en general sean administrados por entes autónomos. Bajo ese enfoque los Municipios podrán ser partícipes en Empresas de Suministro Energético a constituirse, haciendo que el manejo económico de los proyectos eléctricos guarden racionalidad, tengan claramente establecido su equilibrio financiero y garanticen su sostenibilidad.

Los esquemas empresariales de ER's a nivel local con participación Municipal pueden dinamizar la economía micro-regional potenciando la estructura de suministro energético propia. Este es un elemento que a nivel de la economía micro-regional se debe discutir y considerar.

Sin embargo, la participación Municipal puede distorsionarse, de no realizarse estudios adecuados que profundicen el análisis de alternativas con enfoques de uso final de energía y los esquemas de gestión y sostenibilidad, en un marco que incluya todos estos conceptos.

El riesgo de contar con actores y proyectos en un número muy grande de Municipios rurales, situación que dificultaría una gestión efectiva, puede superarse mediante la atribución constitucional de los Municipios para asociarse o mancomunarse entre si para el mejor cumplimiento de sus fines (Art. 202 CPE).

d) Ley del Medio Ambiente

La Ley 1333 promulgada en 1992 define claramente en su artículo 90 que a continuación se transcribe, condiciones que estimulan el desarrollo de actividades que impulsen a las energías renovables (en directa correspondencia con el sector rural) y la eficiencia energética.

Artículo 90: El Estado a través de sus organismos competentes establecerá mecanismos de fomento e incentivo para todas aquellas actividades públicas y/o privadas de protección industrial, agropecuaria, minera, forestal y de otra índole que incorporen

tecnologías y proceso orientados a lograr la protección del medio ambiente y el desarrollo sostenible.

Este artículo permite que a futuro se puedan diseñar incentivos arancelarios, fiscales o de otra índole que promuevan las ER's y EE, tal como se legisla para el sector forestal en el artículo 91 de la misma Ley.

e) Variables Sujetas a Influencia

Se debe tomar en cuenta que para la introducción de las ER's y la EE, se debe influir básicamente sobre las siguientes variables:

- la actitud de los planificadores y tomadores de decisiones en pro de las ER's y la EE,
- la difusión de las ER's y EE,
- los marcos institucionales y legales,
- los procesos de identificación, formulación y financiamiento de los diferentes proyectos,
- la validación de los esquemas de gestión empresarial y administración, tanto en ER's (pequeñas empresas energéticas) como en EE (empresas de servicios energéticos - ESCOS), y
- la promoción en el sector privado para que participe activamente.

Estas variables -entre otras-, permiten aseverar la necesidad manifiesta de un trabajo institucional paralelo a un programa estrictamente técnico y de inversión, para consolidar estas iniciativas en Bolivia.

D. Impactos de las Reformas

La crisis de los años 80 tuvo como corolario las reducciones del producto, empleo e inversión pública, incrementándose la informalidad de la economía. Cuando se inicia el proceso de ajuste fiscal en 1985 se buscaba eliminar el déficit que alcanzaba a un 27% del PIB. Esta política implicó recortes fuertes en los sectores sociales particularmente educación y salud.

Las reformas asociadas a la transferencia del sector estatal al sector privado, tuvieron dos etapas. De 1992 a 1993, se realiza la privatización de 24 empresas estatales, proceso que representó un movimiento económico de un 1% del PIB aproximadamente. Este proceso sirvió para dar señales de cambio y del nuevo rol del Estado.

La segunda fase se inició en 1995 e implicó la capitalización de las seis empresas públicas más grandes del país, así como la privatización de 72 empresas estatales. En esta segunda fase, las consideraciones de largo plazo destinadas a lograr un crecimiento sostenido fueron el eje de acción. Las motivaciones mayores se encontraban a corto plazo en las presiones externas para un cambio y a largo plazo en lograr crecimiento (a través de una mayor eficiencia, general inversión

y ahorro interno), incorporando un concepto de equidad a través de la distribución de la propiedad de las empresas capitalizadas en todos los ciudadanos bolivianos mayores de edad ⁽³³⁾, 3.5 millones de personas, acciones que se obliga a mantenerlas bajo custodia de las Administradoras de Fondos de Pensiones.

1. Inversiones y Crecimiento Económico

La capitalización arrojó un total 1.671 millones de dólares, equivalentes a un 24.2% del PIB. En el caso del sector energético, la capitalización significa una captación de recursos por 975 MMUS\$, de acuerdo al siguiente detalle:

Resultados Económicos de la Capitalización ENDE - YPFB (MM US\$)

EMPRESA CAPITALIZADA	EMPRESA ADJUDICATARIA	VALOR OFRECIDO
Corani SAM (ENDE)	Dominion Energy	58.8
Guaracachi SAM (ENDE)	Energy Initiatives	47.2
V. Hermoso SAM (ENDE)	Constellation Energy	33.9
Trans Redes (YPFB)	Enron - Shell	263.5
Chaco (YPFB)	Amoco	306.6
Andina (YPFB)	YPF- Perez Companc-Plus Petrol	264.7
	Total	974.7

Es importante señalar que este proceso de privatización sin transferencia de recursos frescos al Tesoro General de la Nación, se desarrolló bajo el paraguas del contrato de suministro de Gas Natural al Brasil definido en febrero de 1993.

Como consecuencia de haberse cerrado la ecuación financiera en el lado boliviano a través de un crédito de PETROBRAS, el gasoducto Río Grande - San Pablo - Curitiba entró en una fase de ejecución. En este sentido se tendrá una importante inyección de capitales de riesgo que se refleja en las presentación a nominación y adjudicación de 26 empresas en áreas hidrocarburíferas bolivianas.

En efecto, como se verá en capítulos pertinentes, este proyecto en si mismo es un gran catalizador del desarrollo, tanto en lo que se refiere directamente a las actividades hidrocarburíferas, como indirectamente en las otras ramas de la economía. Por ello, ante la inminencia de la ejecución del proyecto, las características del país como destino de inversiones internacionales mejoraron considerablemente.

³³ La privatización y el marco regulatorio en Bolivia y Nicaragua: Un análisis comparativo. Rosella Cominetti. CEPAL 1996

De acuerdo a estimaciones de organismos financieros, el proyecto del gasoducto al Brasil contribuirá a un crecimiento del PIB entre el 1.5% y el 2%, viabilizará la ejecución de proyectos industriales, como la producción de fertilizantes y acero e impulsará la industria del cemento.

Lo fundamental es que las inversiones, tanto las comprometidas en la capitalización como las nuevas, se harán realidad porque existe un mercado garantizado para absorber la producción gasífera boliviana en volúmenes importantes por un periodo de 20 años.

Por otra parte, se espera que el sector eléctrico se dinamice en función de los compromisos de inversión asumidos por las empresas capitalizadoras de ENDE, en proyectos de exportación de electricidad, expansión y por la demanda creciente por parte de las industrias extractivas, la industria manufacturera y el consumo residencial.

El impacto sobre las finanzas públicas por el proceso de capitalización será bajo por el mecanismo utilizado, no representa ingresos directos al Estado, por lo que la puesta en marcha de programas de amplio alcance social (vivienda, educación, salud), están obligados a recurrir a recursos provenientes del crédito externo y de la cooperación internacional fundamentalmente.

Para este efecto el único ingreso efectivo fue el de las empresas privatizadas (fábricas de cemento, industrializadoras de leche, hoteles, etc.) que representaron alrededor de un 4% del PIB y benefician regionalmente a las Prefecturas Departamentales, como ex - dueñas de las empresas.

Las expectativas de crecimiento, inversión y empleo, giraban alrededor de una tasa de crecimiento del PIB del orden del 6%, inflación de un dígito, inversión privada equivalente al 23% del PIB en 3 años y la creación de 500.000 empleos permanentes. Sin embargo, hasta el momento no se han logrado los resultados esperados. Solo como indicador, el crecimiento del PIB en 1996 y en 1997 se encontraban en alrededor de un 4%, la misma tasa de crecimiento de 1993, mientras que el PIB/Habitante si bien muestra tasas crecientes (entre 1.3 % y el 1.7 % entre 1995 y 1997, éstas son inferiores a las registradas en 1993 1994 (1.8 y 2.1 % respectivamente). De acuerdo a información del Instituto Nacional de Estadística (INE), la economía creció durante el primer semestre de 1997 en relación al mismo periodo del año anterior en 3.8%. Los sectores más dinámicos fueron los servicios financieros con una expansión del 14%, comunicaciones con el 7%, agropecuario 5.3% y el manufacturero con 4.4%.

Si bien es poco el tiempo transcurrido desde que se implementaron las reformas, se observa que el sector electricidad y agua muestra un estancamiento al haber crecido solo en un 0.1%, y lo más preocupante es que el sector de petróleo y gas es el más recesivo al mostrar una variación negativa del 13.7%. En efecto, la producción nacional de petróleo bajó en un promedio de 6.6%, correspondiendo al sector privado un 11.7% y a lo que queda de YPF un 3.6%. Por otro parte, la producción de Gas Natural bajó en un 19.7%, correspondiendo al sector privado un 18.8% y a YPF un 20.2%

2. Impactos Fiscales

En lo que se refiere a una evaluación de los impactos fiscales de la reforma, al ser el proceso muy nuevo y no contarse con toda la información oficial al respecto, se recomienda evaluar a profundidad este aspecto importante en un estudio futuro.

Sin embargo, se puede comentar lo siguiente:

a) Subsector Eléctrico

En los cuadros siguientes se presentan las recaudaciones tributarias del subsector eléctrico para 1994, año anterior a la reforma, así como para 1996 y 1997, años en los que la reforma ha sido practicada. No se considera la información de 1995, pues fue el año de la transición de un modelo a otro.

Estos ingresos corresponden a las recaudaciones por concepto del IVA, Impuesto a las Transacciones IT, la Renta Presunta IRPE, Régimen Complementario RC IVA, Impuesto Específico ICE, otros ingresos y los impuestos a las utilidades, incluyendo el de remesas al exterior. En el anexo 1 se presenta el detalle de las recaudaciones anteriores para las gestiones citadas.

En lo que se refiere a ENDE para 1994 y ENDE residual y sus sucesoras (Guaracachi, Corani y Valle Hermoso) en los años posteriores, se constata un incremento importante. En efecto, los ingresos de 1994 ascendían a 42 millones de bolivianos, incrementándose en 1996 a 76.5 millones de bolivianos. A agosto de 1997, se generaron ingresos por 56 millones de bolivianos, esperando superarse hasta fines de la gestión, la recaudación del año anterior en términos constantes.

En lo que se refiere a la empresa COBEE, en 1994 antes de su desverticalización, generó recaudaciones de 12 millones de bolivianos. Posteriormente, entre COBEE y ELECTROPAZ incrementaron su tributación a 32 y 34 millones de bolivianos, para 1996 y a julio de 1997, respectivamente.

INGRESOS TRIBUTARIOS ANTES DE LA CAPITALIZACION 1994 (Bolivianos corrientes)

EMPRESA	INGRESOS TOTALES
ENDE (a)	41.839.345
COBEE (a)	12.264.619
CRE (b)	9.228.260
ELFEC (b)	13.943.593
T O T A L	77.275.817

Fuente: Servicio Nacional de Impuestos Internos,

Dirección de Planificación y Control de Gestión, Octubre 1997.

(a): Empresa integrada.

(b): Empresa de distribución.

DESPUÉS DE LA CAPITALIZACION 1996 -1997

EMPRESA	INGRESOS TOTALES	
	1996	1997
ENDE RESIDUAL	29.720.522	13.493.173 (*)
GUARACACHI SA	18.177.624	11.430.260 (**)
CORANI SA	21.393.098	25.317.377 (**)
VALLE HERMOSO SA	7.130.988	5.572.202 (**)
<i>EX - ENDE integrada</i>	<i>76.422.232</i>	<i>55.813.012</i>
COBEE	24.523.077	28.235.616 (*)
ELECTROPAZ	7.826.514	6.181.029 (*)
<i>EX - COBEE integrada</i>	<i>32.349.591</i>	<i>34.416.645</i>
CRE	16.920.639	20.037.836 (*)
ELFEC	20.910.049	19.027.081 (*)
T O T A L	146.602.511	129.294.574

Fuente: Servicio Nacional de Impuestos Internos, Dirección de Planificación y Control de Gestión, Octubre 1997.

(**): Acumulado a julio 1997; (*): Acumulado a agosto 1997

En lo que se refiere a los ingresos totales, estos se incrementaron de 77 millones de bolivianos en 1994 a 146 millones de bolivianos en 1996. Este incremento es superior al de un ajuste a moneda constante, así como al de la ampliación de la cobertura.

b) Subsector Hidrocarburos

Al haberse implementado la reforma a partir de mayo de 1997, no ha sido posible recabar información precisa.

A continuación se presenta un cuadro resumen sobre las principales variables que impactarán las recaudaciones por este rubro:

INGRESOS DEL TGN

SISTEMA ANTIGUO	SISTEMA NUEVO
A) 65% ventas productos mercado interno (IVA:13%, IT:3%, Imp. Nac. 19% valor boca de pozo y saldo transferencia de excedentes TGN up y downstream)	UPSTREAM A) 6% Participación a favor de YPFB sobre la producción total de hidrocarburos: nuevos y existentes (transferible al TGN una vez descontados los gastos de administración de contratos)
B) 30% ventas gas mercado interno (IVA:13%, IT:3%, Imp. Nac. 19% valor boca de pozo = 35% > 30%: saldo negativo para TGN)	B) 13% Regalía Nacional Complementaria (sobre la producción de hidrocarburos existentes)
C) 50% ventas brutas gas mercado externo (Impuesto Nacional: 19% valor boca de pozo y saldo: transferencia de excedentes al TGN por up y downstream)	C) Participación Nacional sobre producción hidrocarburos existentes (19% para empresas capitalizadas: Andina y Chaco, aproximadamente 17% para contratos convertidos)
D) IVA e IT total diesel importado	D) Patentes por área de exploración y explotación
E) IVA e IT distribución de productos y gas por privados	DOWNSTREAM E) IVA e IT productos y gas natural vendidos en el mercado interno
	F) IEHD (impuesto al consumo específico de gasolinas, diesel, grasas y aceites)

Fuente: ViceMinisterio de Energía e Hidrocarburos, Octubre 1997.

El D.S. 24914 del 5 de diciembre de 1997, además de introducir elementos de desregulación de los precios de derivados de petróleo en el mercado interno como se verá en el capítulo pertinente, busca garantizar los ingresos necesarios para la gestión 1998 al Tesoro General de la Nación. En efecto, debido fundamentalmente a la nueva definición de Hidrocarburos existentes y Nuevos, y su tributación, los ingresos al TGN durante la gestión de 1997, se redujeron en 22 millones de dólares. Esta situación deberá revertirse en 1998 a fin de garantizar mínimamente recursos de contraparte para los planes previstos por el Estado en la gestión.

3. Equidad

El proceso de la reforma encuentra en las Leyes de Capitalización y Pensiones promulgadas en la misma gestión gubernamental, una contradicción fundamental.

En efecto, la capitalización preveía, de acuerdo a lo especificado en los Artículos 6 y 7 de la Ley de Capitalización, la transferencia en beneficio de todos los ciudadanos bolivianos mayores de edad, de las acciones de propiedad del Estado de todas las empresas capitalizadas a cuentas individualizadas a ser administradas por los Fondos de Pensiones.

Sin embargo, en total contradicción, la Ley de Pensiones específica en su Artículo 3, que los recursos provenientes de las acciones de propiedad del Estado en las empresas capitalizadas, sean destinadas al pago de una anualidad vitalicia denominada Bono Solidario ⁽³⁴⁾ (BONOSOL) (en la actualidad a todos los bolivianos mayores de 65 años) y al pago de gastos funerarios.

Sin pretender desconocer el importante impacto social del BONOSOL que comenzó a ejecutarse el primer semestre de 1997, se debe señalar que la capitalización se viabilizó política y socialmente en el país, en base al compromiso de distribuir el resultado de la capitalización entre todos los ciudadanos mayores de edad.

En los hechos, el Estado boliviano se ha negado a sí mismo la posibilidad de acceder a recursos financieros propios y frescos provenientes de la enajenación de su patrimonio y destinarlos a implementar un proceso profundo de reformas y ejecución de proyectos de contenido social.

³⁴ En el transcurso de las últimas semanas antes de la conclusión de este informe, se dio en el país un intenso debate sobre la legitimidad y la sostenibilidad del Bonosol, que concluyó con la suspensión temporal de este beneficio. En este contexto, se evalúan alternativas para la distribución de los beneficios de la capitalización. El sustituto del Bonosol sería una libreta de ahorro que se distribuiría entre 3.5 millones de ciudadanos bolivianos beneficiarios de la capitalización, mayores de edad al 31 de diciembre de 1995. Esta libreta indicará el valor que se establecerá en el mercado cuando todas las acciones de las empresas capitalizadas se registren en bolsa. Este mecanismo permitirá al propietario, controlar en el tiempo el incremento de su acción como efecto de las inversiones que realicen las AFP y de las utilidades logradas por las capitalizadas en cada gestión. Los ciudadanos de la tercera edad (55 años en el campo, 60 años en las provincias y 65 años en las ciudades) si así lo desearan, podrán hacer efectivo, por única vez, el monto de sus libretas en las AFP.

El endeudamiento externo es por el momento y en menor grado la cooperación internacional, la única alternativa de financiamiento para que el país pueda atender la salud, la educación, las viviendas y la infraestructura básica.

En este contexto, se inscribe el acceso de Bolivia al programa de alivio de la deuda externa para países pobres altamente endeudados (HIPC sigla en ingles), recientemente acordado con el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial.

La reducción de la deuda acordada alcanza a los 448 MMUS\$ a ejecutarse en el periodo 1998 - 2003; estará acompañada por una línea de crédito de alrededor de 1.200 MMUS\$ para programas sociales. Se debe destacar que la suma de la reducción de la deuda y la línea de crédito equivalen a los recursos generados en la capitalización ⁽³⁵⁾ de las empresas estatales.

Es importante recordar que los recursos de capitalización se utilizarán en financiar los programas de inversión de cada empresa. Por ejemplo, los 47.2 MMUS\$ capitalizados en la empresa generadora Guaracachi, solo pueden ser utilizados para la expansión de esta empresa.

En otras palabras, el desarrollo de programas sociales que posibiliten crecimiento con equidad para los bolivianos, está básicamente obligado a recurrir a estrategias de financiamiento al margen de la capitalización.

Por otra parte, como se analizará en los capítulos correspondientes, el nuevo esquema empresarial no garantiza por sí, la atención energética en todas las áreas y estratos sociales de Bolivia.

Fundamentalmente, las áreas no incluidas en el denominado eje central (La Paz, Cochabamba, Santa Cruz) no parecen muy atractivas para el negocio energético.

4. Estabilidad

Es importante destacar que todo el proceso de reforma económica iniciado en 1985, se desarrolló hasta la fecha en el contexto de gobiernos democráticos.

La característica fundamental macroeconómica es el de control de la inflación, la misma que se mantuvo en casi todos los periodos dentro los parámetros preestablecidos. En este contexto, se espera una inflación acumulada para la presente gestión de aproximadamente un 8%.

En lo que se refiere al crecimiento, como se indica en los capítulos pertinentes, este ha sido insuficiente para generar posibilidades de mayor desarrollo y paliar las necesidades del país. En este sentido se esperan cambios cualitativos en función a la construcción y puesta en marcha del gasoducto al Brasil.

³⁵ 1617 MMUS\$

Uno de los impactos más negativos de la reforma se refiere a la falta de generación de empleo (³⁶). En los hechos se ha dado el despido de trabajadores de la mayor parte de las empresas capitalizadas. El ejemplo más ilustrativo es el de YPF, que al desverticalizarse y reducirse, cuenta con más de 1.200 supernumerarios que por las condiciones económicas de la empresa, deberán ser despedidos.

Nuevamente, el proyecto del gasoducto será la herramienta para generar empleo directo en la obra, así como indirectamente en muchas de las ramas de actividad económica.

En el caso del subsector eléctrico, la racionalidad con la que fue administrada ENDE antes de su capitalización, permitió una transferencia ordenada de su personal a las nuevas empresas eléctricas.

³⁶ Al iniciarse el proceso de ajuste, la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL) se vio obligada a despedir a partir de 1985 a más de 25.000 trabajadores. Este hecho resultó de una combinación de la política económica y la caída de los precios internacionales de los minerales.

III. REFORMAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

A. Descripción del Sector Eléctrico en Bolivia

1. Antecedentes

A inicios de la década de los años sesenta, bajo el concepto de impulso al crecimiento por medio de los agentes empresariales estatales, se formuló un "Plan Decenal de Desarrollo Económico y Social". Tal ejercicio puso al descubierto, el desconocimiento nacional sobre el potencial energético del país, la debilidad institucional del sector y la incertidumbre para enfrentar los futuros requerimientos de inversión en materia de energía eléctrica.

En febrero de 1962, se dispuso la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), sobre la base de la División de Energía de la Corporación Boliviana de Fomento, con características de alcance nacional y con la finalidad de desarrollar el sector eléctrico en aquellas áreas donde no se presente la iniciativa privada. Así mismo, en febrero de 1962, se creó la Dirección Nacional de Electricidad (DINE), como entidad destinada a la regulación del ejercicio de la industria eléctrica a nivel nacional.

Paralelamente, la empresa de origen canadiense Bolivian Power Company (posteriormente convertida en Compañía Boliviana de Energía Eléctrica), que había comenzado sus actividades a inicios de siglo, quedó encargada de la generación, transmisión y distribución de electricidad en los mercados de La Paz, Oruro y los centros mineros de influencia.

A nivel normativo, en 1968 se promulgó el Código Nacional de Electricidad (CNE), como instrumento legal destinado a la regulación de la industria eléctrica, habiéndose encargado la observancia de su cumplimiento a la DINE.

Posteriormente, en 1970, se creó el Instituto Nacional de Electrificación Rural (INER) para la promoción del servicio eléctrico a las áreas rurales. A mediados de la década de los años setenta, ENDE interconectó importantes mercados eléctricos del país (Cochabamba, Oruro, Potosí y Chuquisaca), implementando un amplio programa de electrificación tanto urbano como rural. Cumpliendo los objetivos de su creación, dicha empresa participó en la creación de múltiples empresas y cooperativas de distribución de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

A finales de la década de los años sesenta, ENDE interconectó los sistemas central sur (Cochabamba - Oruro - Potosí - Sucre), con el sistema norte (La Paz) y en la década de los años ochenta incorporó al sistema oriental (Santa Cruz), formando el actual Sistema Interconectado Nacional.

El INER fue sustituido por la Corporación de Fomento Energético Rural (COFER), habiéndose ampliado sus funciones hacia otras formas de provisión de energéticos, particularmente no convencionales, hacia las áreas rurales. Esta Corporación, fue sustituida posteriormente por la

Dirección de Fomento Energético Rural (DIFER), excluyendo de sus actividades las inversiones y ejecución de proyectos.

2. Desarrollo del Sector

El primer quinquenio de los 60, se caracteriza por un modesto crecimiento de la oferta y demanda eléctrica, consecuencia de la debilidad empresarial y la falta de un ordenamiento institucional. La oferta es dispersa, fundamentalmente de sistemas aislados y ligados a los grandes centros mineros.

Es a partir de mediados de los 60 y prácticamente hasta inicios de los 80, donde la demanda se caracteriza por una alta tasa de crecimiento que obligaba a duplicar la capacidad instalada en el país casi cada 9 años. En esta etapa, una vez constituida ENDE, se producen las mayores expansiones en el sistema de generación y las principales interconexiones.

La década de los años ochenta coincide con la profunda crisis que sufrió el país, donde producto del descontrol de la economía, los precios y tarifas se debilitaron substancialmente en términos reales. Paralelamente, se da una crisis en la minería con el derrumbe de los precios internacionales de los minerales que exporta Bolivia, lo que obliga a una disminución radical de la producción, lo que tiene una connotación en el consumo de electricidad, ya que este sector en el período anterior había llegado a representar hasta el 40% de la demanda total.

Este período de carácter recesivo, está acompañado de un debilitamiento financiero de las empresas, como consecuencia de los bajos niveles tarifarios.

Finalmente, desde mediados de los ochenta hasta la actualidad, el sector muestra una evolución creciente, donde ha existido una recuperación del consumo, coincidente con importantes medidas tarifarias, en 1987 se indexaron las tarifas al dólar norteamericano, el Estado se subrogó parte de la deuda a largo plazo de ENDE (aproximadamente 90 MMUS\$), y se caracteriza por ser una época de recuperación sectorial.

La industria eléctrica presentaba un alto grado de integración vertical hasta 1994. ENDE se dedicaba a la generación y transmisión de energía, COBEE generaba, transmitía y distribuía su propia energía, además de comprar a ENDE cantidades importantes para poder atender su mercado. Estas dos empresas controlaban el 94% de la generación a nivel nacional.

3. Dimensiones del Sector Eléctrico

Geográficamente el sistema eléctrico boliviano cuenta con un Sistema Interconectado Nacional (SIN) que abastece aproximadamente el 94.3% de los requerimientos del servicio público y que cubre los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca y Santa Cruz.

Adicionalmente a este SIN, se cuenta con sistemas aislados, todavía de servicio público que abastecen los departamentos de Beni, Pando y Tarija mediante sistemas aislados (5.7%).

Los requerimientos de energía eléctrica en Bolivia, son abastecidos por empresas y cooperativas de servicio público (90.3%) y por autoprodutores (9.7%). Para 1993 el sistema eléctrico nacional tenía las siguientes características:

Sistema Eléctrico Boliviano (1993) ⁽³⁷⁾

Descripción	
Capacidad Instalada Total	756 MW
Capacidad instalada hidro	43.5%
Capacidad instalada termoeléctricas	56.4 %
Capacidad termoeléctrica a GN	80.8%
Producción de electricidad total	2650 GWh
Producción SIN	2414 GWh (61% hidro 39% térmico)
Producción autoprodutores	235.8 GWh
Consumo de energía eléctrica:	41.3 % S. Residencial 34.6 % S. Industria y minería 15.3 % S. Comercial y General 4.3 % S. Otros

Fuente: Anuario ENDE 1993.

Hasta 1994 la principal empresa del sector la constituía ENDE que disponía del 72% de la potencia instalada nacional, bajo la forma de una sociedad anónima de capital estatal. La segunda empresa más grande era COBEE que contaba con un 22% de la capacidad instalada nacional y de naturaleza privada con capitales originalmente canadienses, quién además de generar era responsable de la distribución de energía eléctrica en La Paz, Oruro y parte de Potosí.

Las empresas distribuidoras más importantes del país la constituían: CRE (Cooperativa Rural de Electrificación) de Santa Cruz, ELFEC (Empresa de Luz y Fuerza Cochabamba) en Cochabamba, seguidas de otras de menor tamaño que actuaban en el resto de los departamentos de Bolivia (SEPSA - Potosí, CESSA - Sucre, SETAR - Tarija y COSERELEC - Trinidad).

4. El Código de Electricidad

El instrumento regulador desde 1968 hasta antes de la Capitalización, era el Código Nacional de Electricidad que estipula que las tarifas deben ser suficientes para cubrir todos los costos operativos mas una rentabilidad del 9% sobre el activo fijo neto en operación mas una provisión de capital de trabajo. Es decir se utilizaban métodos contables para la fijación de la tarifa.

Tal regulación sin embargo no se daba en la práctica, existiendo consideraciones normalmente ajenas al sector que influyeron en la fijación de las tarifas. Pese a lo anteriormente comentado, se ha podido observar que el nivel promedio de la tarifa del año 1989 estaba aproximadamente un 20% por debajo del costo marginal de largo plazo de proveer el servicio⁽³⁸⁾.

³⁷ Tamaño del sector antes de la capitalización

³⁸ Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición hacia el Siglo XXI, OLADE.

Desde el punto de vista de la estructura tarifaria, la misma históricamente ha estado distorsionada, existiendo una subvención cruzada, particularmente de los sectores industrial y comercial, hacia el sector residencial.

Es importante destacar la dualidad de competencias que se daba con las Municipalidades a partir de 1985, cuando el Parlamento Nacional delega la responsabilidad de fijación de tarifas de servicios públicos a las Alcaldías. Esta situación provocó perjuicios para el normal desarrollo del sector. En los hechos esta dualidad de funciones postergó importantes inversiones en el subsector. A título de ejemplo, se puede citar el de COBEE que en 1991 determinó como lo estipulaba el Código Nacional de Electricidad (CNE), la ampliación de su contrato de concesión. Sin embargo, ante la inseguridad tarifaria atrasó sus ampliaciones hasta 1996.

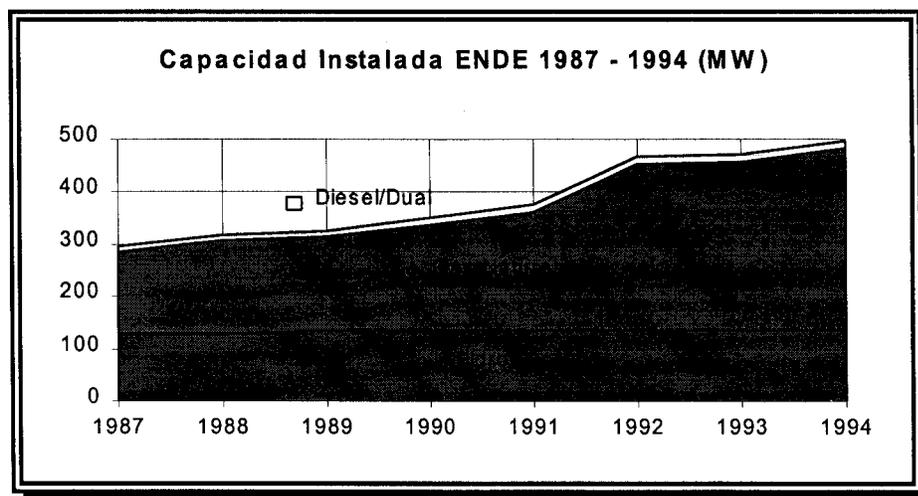
Es importante destacar que desde el punto de vista del desempeño, en 1990 se introdujeron los Contratos de Rendimiento entre el Estado boliviano y las principales empresas del sector público, habiendo sido ENDE la primera empresa en haber firmado tal contrato.

La experiencia fue exitosa y básicamente consistía en la adopción de una serie de parámetros a través de los cuales el Gobierno medía el desempeño de la empresa, existiendo en contrapartida una serie de elementos a los que el Gobierno se comprometía, a fin de garantizar a ENDE un entorno empresarial adecuado y libre de injerencias extra-empresariales, así como de proveer niveles tarifarios adecuados.

En general el desempeño técnico de la industria eléctrica en Bolivia ha sido eficiente, permitiendo incrementar la capacidad instalada de 376 MW el año 1975, a 566 MW el año 1985 hasta 780 MW el año 1993. En términos financieros, las empresas del sector se habían deteriorado sensiblemente en la época de la hiperinflación (1982 - 1985).

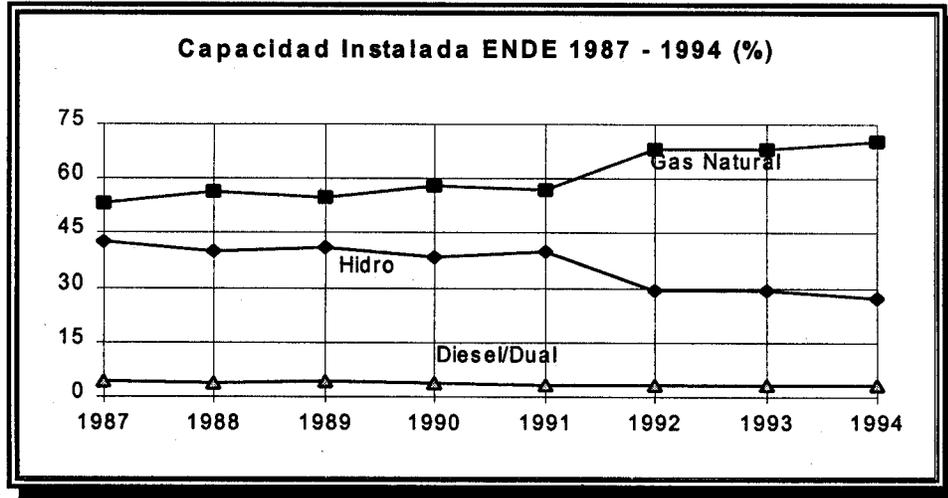
B. La Empresa Nacional de Electricidad – ENDE

El análisis que se realiza corresponde a la evolución de la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE, en el periodo de 1987 a 1994. En Abril de 1995 la empresa fue capitalizada retirándose de la generación del SIN y quedando solamente con sus sistemas aislados.



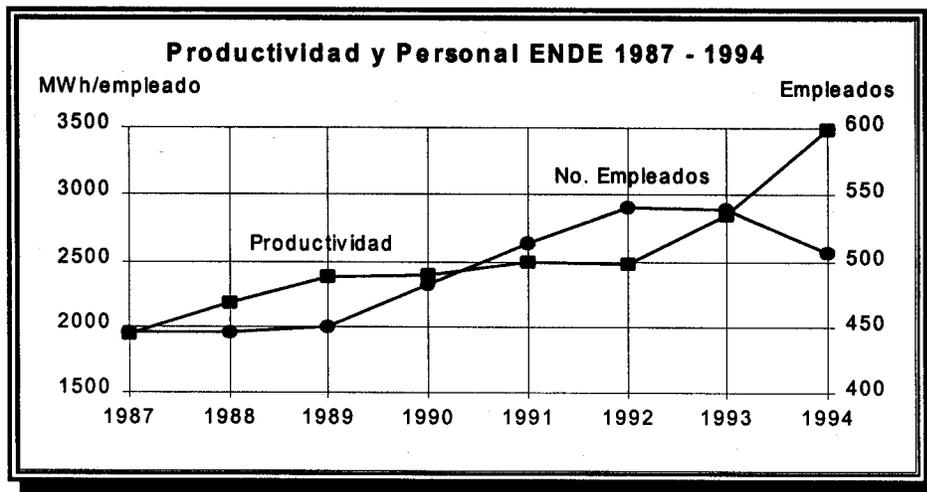
Fuente: Anuario ENDE 1994.

La capacidad instalada de ENDE en el periodo 1987 - 1994 tuvo un incremento constante. De 297.2 MW llegó a su máximo de 497.56 en 1994. En esta composición se puede notar fuertemente la participación creciente de la generación en base a Gas Natural.



Fuente: Anuario ENDE 1994.

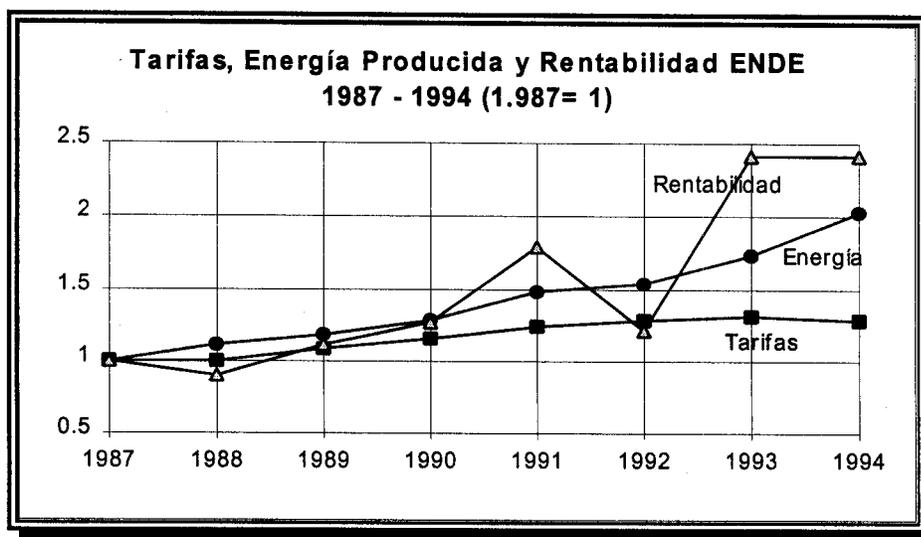
En términos relativos, la base hidráulica de generación descendió en su participación de un 42.5% en 1987 a 27% en 1994 con una potencia que en 1987 era de 126.3 MW y alcanzó a 134 MW en 1989 año desde el cual se mantuvo sin mayores incrementos. No sucedió lo mismo con la generación térmica en base a Gas Natural que subió de 53.4% a un 70% en el mismo período incrementando su potencia de 158.6 MW a 346.3 MW. La generación a diesel por sus implicancias económicas fundamentalmente se restringió a una participación del 4.1% al 3% en el periodo en cuestión, lo que significó apenas 3 MW de incremento en 8 años.



Fuente: Anuario ENDE 1994.

En cuanto a calidad de servicio, el tiempo de interrupción total anual, en el periodo en cuestión se mantuvo en una franja de 73.3 minutos/año (en 1989) y 60.9 minutos/año (en 1994), manteniendo un índice de disponibilidad de servicio de 99.98% de manera constante.

La productividad de ENDE medida en MWh producidos por empleado, sufrió un incremento continuo de 1.845 (en 1987) a 3.847 MWh/empleado (en 1994), es decir más que duplicarse, mientras que el número de empleados que en 1987 alcanzaba a 445, se incrementó un 14%. Es decir, con ese incremento de personal, la potencia instalada de ENDE se elevó en 1.7 veces, y la energía producida se duplicó.



Fuente: Anuario ENDE 1994.

La rentabilidad de la empresa, limitada por el Código de Electricidad al 9%, también tuvo un incremento. Del 1.9% en 1987, alcanza el 4.6% en 1994. Si bien lejos aún del límite permitido, la misma se multiplicó en 2.4 veces. Este incremento de rentabilidad no solo respondió a una fijación de tarifas razonables por parte del Gobierno, sino fundamentalmente a una adecuada explotación de la empresa.

C. La Reforma del Sector Eléctrico

1. Premisas

Las necesidades de la reforma del sector eléctrico nacen a partir de la identificación de los siguientes problemas sectoriales:

- Tarifas distorsionadas cuyos niveles y estructuras no reflejan los costos económicos del servicio.
- Falta de claridad jurisdiccional entre el Gobierno y los Municipios.
- Marco regulatorio débil, sin independencia de gestión, ni autonomía presupuestaria.
- Carencia de incentivos para atraer capital privado y promover la competencia.

Estas reformas para el sector eléctrico se manifiestan de la siguiente manera:

a) Reordenamiento institucional

- Eliminando el Ministerio de Energía e Hidrocarburos, y creando un Ministerio de Desarrollo Económico, al interior del cual se introduce a la Secretaría Nacional de Energía.
- Encargando la regulación del sector a una Superintendencia de Electricidad creada para el efecto.
- Responsabilizando a un nuevo Comité de Despacho de Carga de la coordinación de operación del SIN.

b) Reforma Regulatoria

- Desintegrando la industria eléctrica a nivel horizontal y vertical en Generación, Transmisión y Distribución, donde las empresas se dedicaran a una sola de estas actividades en el SIN, a excepción de los sistemas aislados.
- Desregulando los precios de energía eléctrica a nivel de generación para los contratos de largo plazo.
- Estableciendo un sistema de peajes y tarifas de transmisión.
- Regulando tarifas al consumidor cautivo.

c) Reforma Empresarial

- Capitalizando ENDE.
- Adecuando las estructuras empresariales a las disposiciones de la nueva Ley de Electricidad.

d) Reforma Legal

- Promulgando la nueva Ley de Electricidad que se basa en los principios de Eficiencia, Calidad, Continuidad, Adaptabilidad, Neutralidad y Utilidad Pública.
- Promulgando la Ley SIRESE de Regulación Sectorial.
- Promulgando la Ley de Capitalización.

2. El Rol de la Superintendencia de Electricidad

La Superintendencia de Electricidad es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de Regulación de las actividades de la industria Eléctrica. La máxima autoridad ejecutiva de este organismo es el Superintendente de Electricidad con las siguientes atribuciones específicas:

- a) Proteger los derechos de los consumidores;
- b) Asegurar que las actividades de la Industria Eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor;

- c) Otorgar Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales y enmendarlas;
- d) Declarar y disponer la caducidad de las Concesiones y la revocatoria de las Licencias;
- e) Intervenir las Empresas Eléctricas, cualesquiera sea su forma de constitución social, y designar interventores;
- f) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los Titulares;
- g) Imponer las Servidumbres necesarias para el ejercicio de la Industria Eléctrica;
- h) Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, transmisión y Distribución;
- i) Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;
- j) Aprobar las interconexiones internacionales, las exportaciones e importaciones de electricidad, de acuerdo a reglamento;
- k) Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos;
- l) Aplicar las sanciones establecidas; y
- m) Requerir de las personas individuales o colectivas, que realicen alguna actividad de la Industria Eléctrica, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones, y publicar estadísticas sobre las actividades de la Industria Eléctrica.

La Superintendencia de Electricidad mantendrá un registro de carácter público en el cual se inscribirán:

- a) Los contratos de exportación e importación de electricidad;
- b) Los contratos con Consumidores No Regulados y los contratos especiales;
- c) Los contratos de suministro;
- d) Los contratos suscritos entre Generadores;
- e) Las Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales; y
- f) Las otras actividades que no requieren Concesión o Licencia.

3. Implementación de la Reforma

Como resultado de la reforma legal prevista a través de la promulgación de las leyes de Capitalización (22 de Marzo de 1994), Sistema de Regulación Sectorial (28 de octubre de 1994) y Electricidad (21 de Diciembre de 1994), se ha iniciado el proceso de reforma sectorial.

La capitalización de la Empresa Nacional de Electricidad representa, la incorporación de capitales privados en una de las empresas estatales del sector energético con mejor desempeño financiero, administrativo, técnico y de calidad de servicio.

ENDE ha capitalizado tres unidades de negocio referidas a la generación, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente.

**Capitalización de ENDE
(MMUS\$)**

Unidad de Negocio	Capitalizadora	Aporte MMUS\$
Corani - Santa Isabel Hidro 120 MW	Dominion Energy (USA)	58.8
Guaracachi Térmica 186 MW	Energy Initiatives (USA)	47.1
Valle Hermoso Térmica 148 MW	Constellation Energy (USA)	33.9
Total		139.8

Fuente: Anuario ENDE 1995

Es interesante destacar, la participación de empresas norteamericanas en el subsector.

En abril de 1997, ENDE transfirió como resultado de un proceso licitatorio de venta, las acciones de la unidad de negocio referido a la transmisión, que incluye las líneas del SIN.

La Empresa Transportadora fue transferida a el grupo español Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior S.A.. El monto de adjudicación por el 100% de las acciones Serie "A" (99.9% del total) fue de US\$ 39.991.196.-. El proponente asumió un pasivo de 70 millones de dólares con el Tesoro General de la Nación, a una tasa de interés anual del 4%, con 4 años de gracia y 25 años de plazo. El valor en libros del patrimonio ascendía a abril de 1997 a 69.2 millones de dólares.

En lo que se refiere a la adecuación de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE) a la nueva estructura empresarial prevista en la Ley de Electricidad, el principal accionista de dicha compañía, Leucadia National Corporation transfirió acciones comunes al consorcio Liberty Power - Cogentrix Bolivia, Inc, una subsidiaria de Cogentrix Energy, Inc. y una afiliada de Liberty Power Latin America, L.P.

Dicha operación tuvo que realizarse ante la renuencia del anterior socio controlante de dividir la empresa en dos razones sociales distintas e independientes una destinada a la generación de electricidad y otra a la distribución. La nueva administración manifestó su disposición a adecuarse a la legislación boliviana y procedió posteriormente a vender su propiedad al grupo IBERDROLA de España en lo que se refiere a distribución, y al consorcio NRG de Estados Unidos (con el 40%) y WATTENFALL de Suecia (con el 60%) las unidades de generación (112 MW).

4. Compromisos Ambientales

Al capitalizar ENDE y en el marco de las disposiciones ambientales, las empresas generadoras se comprometieron a realizar en el plazo de 1 año lo siguiente:

EMPRESA CORANI (Generación Hidro)

FACTOR AMBIENTAL	CORANI	SANTA ISABEL
Agua potable y alcantarillado	Construir cámara de separación de aceites en el área de servicio de vehículos.	
Manejo de residuo sólidos.		Impedir la disposición de basuras en la ribera del río.
Almacenamiento y manejo de aceites químicos.	Instalar protección secundaria para los turriles.	Instalar protección secundaria para los turriles.

EMPRESA GUARACACHI (Generación Térmica)

FACTOR AMBIENTAL	GUARACACHI	ARANJUEZ	KARACHIPAMPA
Agua potable y alcantarillado.	Considerar conexión del alcantarillado al sistema municipal.	Modificar sistema de efluentes del tanque séptico. Revisar sistema de drenaje pluvial. Construir cámara de separación de hidrocarburos.	
Manejo de residuos sólidos.	Establecer sistemas de disposición de aceites y condensado.	Se requiere plan de manejo del aceite usado.	
Almacenamiento y manejo de aceites y químicos.	Centralizar y mejorar almacenamiento de turriles, aceites y condensado.	Construir parapeto de concreto al rededor del tanque de diesel.	Mejorar sistema de almacenamiento de turriles.
Emisiones de gases a la atmósfera.	Monitorear las emisiones de NO _x .		
Asbestos		Mejorar mantenimiento y manejo, del escape de unidades dual fuel.	
Ruido	Se requieren mediciones de ruido.	Se requieren mediciones de ruido.	Se requieren mediciones de ruido.
Contaminación del suelo y agua subterránea	Investigación localizada de posible contaminación del suelo y agua subterránea.	Investigación localizada de posible contaminación del suelo y agua subterránea.	

EMPRESA VALLE HERMOSO (Generación Térmica)

FACTOR AMBIENTAL	VALLE HERMOSO
Manejo de residuos sólidos	Suspender quema de basuras. Se requiere plan de manejo de filtros de aire usados
Almacenamiento y manejo de aceites y químicos	Ampliar deposito para aceite usado.
Emisiones de gases a la atmósfera	Monitorear las emisiones de NO _x
Ruido.	Se requieren mediciones del ruido.

A la fecha no se dispone de una evaluación sobre el avance de los programas de mitigación.

COMPAÑÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Generación hidro)

Dentro el Plan de Manejo Ambiental, se incluyen las medidas y acciones necesarias para prevenir y compensar el daño ambiental causado en la zona de Huaji, tanto por el desbroce de arboles en la zona de la casa de máquinas, como a lo largo del emplazamiento de la tubería de conducción. Este plan contiene además, el cronograma para el cumplimiento de las acciones, el presupuesto de cada una de las actividades que forma parte del presupuesto total del proyecto y los responsables del cumplimiento de las acciones.

D. Los Riesgos Actuales del Proceso

1. Tarifas y Nuevos Proyectos

Existe un potencial de riesgo por el método adoptado para la tarificación de los servicios de distribución, ya que el mismo no es consistente con la adopción de criterios económicos para las tarifas eléctricas, siendo en esencia un clásico método contable del tipo "cost plus" (³⁹), elemento que está en contra de la obtención de mayor eficiencia en el sector eléctrico.

La introducción de los costos financieros como costos de operación de los sistemas eléctricos, incidirá en contra del objetivo de incrementar la eficiencia en el sector eléctrico boliviano, ya que no incentiva al inversionista a buscar costos financieros menores, lo que repercutirá a la larga en los usuarios y la economía.

Por otro lado la Ley de Electricidad estipula que la Secretaría de Energía será responsable de la formulación del Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional y de los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados, pero la definición de inversiones, recae sobre la Superintendencia de Electricidad encargada de dar concesiones y licencias, a nombre del Estado boliviano, sin lineamientos específicos de política energética para aceptar o rechazar los

³⁹ En efecto, los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación.

Las tarifas base se calcularán tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- El costo de las compras de electricidad, gastos de operación, mantenimiento y administración, intereses, tasas e impuestos que por ley graven a la actividad de la Concesión, cuotas anuales de depreciación de activos tangibles, amortización de activos intangibles y la utilidad resultante de la aplicación de la tasa de retorno sobre el patrimonio establecida en la Ley.
- La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años.

La Superintendencia de Electricidad reglamentará los costos financieros a ser reconocidos como parte de los costos de explotación de la empresa de Distribución.

proyectos nuevos. La Superintendencia podría otorgar licencias y concesiones a proyectos distintos a los que figuran en los planes de la Secretaría.

La existencia de solamente cuatro generadores importantes en el mercado de generación de electricidad, no elimina la posibilidad de practicas colusivas en desmedro de los usuarios. Experiencias similares ya han sido reportadas en el sistema eléctrico de Inglaterra y Gales, donde la entidad reguladora (Office for Electricity Regulation - OFFER) reportó la existencia de prácticas colusivas que permitieron manipulaciones en los precios básicos de electricidad ⁽⁴⁰⁾.

El Mercado Eléctrico Mayorista integrado por generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, que deberían efectuar operaciones de compra venta y transporte de electricidad en el SIN de acuerdo a lo estipulado por Ley, aún no entró en vigencia. Este mercado deberá ser administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga. El Mercado Eléctrico Mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Spot. Los contratos entre los Agentes del Mercado son libres en cuanto a duración, condiciones y precios. Sin embargo, a la conclusión de este informe, no se registró ningún contrato entre generadores y distribuidores ⁽⁴¹⁾.

A continuación se presenta un cuadro con la evolución tarifaria entre el período 1994 (promedio anual) a abril de 1997. Es importante señalar, que en 1994 y parte de 1995, el suministro a las empresas distribuidoras era realizado directamente por ENDE. Posteriormente, se efectuó a través de las empresas capitalizadas. Este cuadro ofrece información sobre distribuidoras conectadas al SIN (La Paz, Cochabamba y Santa Cruz), así como a empresas de los sistemas aislados (Tarija y Trinidad).

TARIFAS PROMEDIO DE VENTA DE ELECTRICIDAD Interconectados al SIN (¢.US\$ de 1990/Kwh)

CATEGORIA	La Paz				Cochabamba				Santa Cruz			
	94	95	96	97*	94	95	96	97*	94	95	96	97*
Residencial	5,13	5,57	5,81	6,36	6,18	6,69	7,42	7,79	5,05	5,54	6,40	6,70
General	9,96	10,61	11,26	12,30	13,00	13,73	14,60	15,39	10,64	11,02	11,83	11,95
Industrial	5,11	5,40	5,72	6,17	6,84	7,11	7,30	7,55	5,89	6,59	6,83	6,84
Minería	5,84	5,69	5,65	5,98	4,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Al. Publico	5,62	5,80	6,49	7,03	5,78	6,80	7,30	7,69	7,09	7,46	8,16	8,56
Otros	2,10	2,36	6,92	6,62	0,00	0,00	4,95	5,55	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	5,76	6,28	7,07	7,69	7,06	7,61	8,13	8,52	6,59	7,17	7,90	8,16

Fuente: Superintendencia de Electricidad. Esta información está dada originalmente en Bs. corrientes. Se deflactó a dólares constantes de 1990, utilizando por una parte, la tasa oficial promedio de cambio del Bs. con el US\$, así como el Índice de Precios al Consumidor del dólar (Estadísticas Financieras Internacionales, FMI Anuario 1997). El valor para abril de 1997 fue proyectado para el cuatrimestre de un promedio del período 1990 a 1996.

⁴⁰ Ver "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience"; Mark Armstrong, Simon Cowan, John Vickers; The MIT Press; Cambridge, Massachusetts; London, England 1994.

⁴¹ Este aspecto podrá ser superado en el corto plazo, una vez que la Superintendencia de Electricidad afine los modelos de simulación de precios. En efecto, las generadoras prefieren trabajar con el precio spot, por ser este superior al precio referencial. Por otra parte, al estar los costos promedio no alejados del costo marginal y criterios de eficiencia económica, se permiten subsidios cruzados, que al desarrollarse el mercado mayorista con la incorporación de consumidores no regulados, desaparecerían afectando especialmente la categoría residencial.

Sistemas Aislados (elegidos para comparación)

CATEGORIA	Tarija				Trinidad			
	94	95	96	97*	94	95	96	97*
Residencial	7,87	7,47	7,84	7,99	9,57	10,30	10,92	11,12
General	17,43	17,67	18,71	19,41	19,83	21,13	22,33	22,83
Industrial	11,88	10,07	10,58	11,33	10,37	11,26	12,17	12,45
Minería	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Al. Publico	9,31	9,05	9,38	9,50	11,36	12,23	12,99	13,18
Otros	16,92	0,00	0,00	0,00	19,55	0,00	21,56	0,00
Media	10,35	9,77	10,22	10,46	12,31	13,43	14,23	14,74

Fuente: Superintendencia de Electricidad, 1997.

(*): Nivel tarifario de abril de 1997

El primer aspecto aunque obvio, es que la tarifa en los sistemas aislados es más elevada que en el caso de las distribuidoras conectadas al SIN.

Por otra parte, es importante resaltar que en el período de análisis, tomando las tarifas medias por distribuidora, las más bajas están en La Paz, mercado que ha sido siempre atendido por la empresa privada (generación hidro). Sin embargo, esta empresa estaba verticalmente integrada, por lo que se evitaba la aditividad de costos de transferencia entre unidades de negocio, en beneficio del usuario final.

Este no es el caso de Cochabamba y Santa Cruz, donde las distribuidoras compraban la energía a un productor que era ENDE.

La diferencia tarifaria entre un sistema aislado y un interconectado muestra el desbalance de oportunidad para generar actividad económica. Las tarifas en abril de 1997 para Trinidad son más altas que en La Paz, 75% en el sector residencial, 102% en la industria y en la media general un 92%.

En el caso de crecimiento de la tarifa residencial, esta se incrementó en Tarija en el período de análisis en un 1.5%, mientras que el incremento más elevado se registra en Santa Cruz con el 33%. Tomando la tarifa media que pondera todos los sectores, el incremento más alto se da en La Paz con un 33.5%, siendo la menor en Tarija con una tasa del 1.1%.

Se debe señalar que la distribución en Tarija continúa con participación estatal y se prevé un proceso de privatización en el corto plazo que incluya la generación.

2. Inversiones para el Sector

a) Compromisos de Inversión en el Contexto de la Capitalización

El estado de los compromisos de inversión en el contexto de la capitalización son los siguientes:

i) Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.

El compromiso de inversión esta contenido en la cláusula octava del Contrato de Capitalización Suscripción de Acciones y Administración donde se establece que:

- La sociedad se compromete a invertir el monto de suscripción pagado dentro de un plazo de 7 años a partir de la fecha de cierre.

Monto de suscripción	US\$ 33.912.100
Fecha de cierre	31 de julio de 1995

- El monto de suscripción será usado en un 90% en Inversiones de Capital en Generación y 10% en Capital de Operación.

Como parte de la inversión comprometida, la Sociedad acuerda efectuar la inversión específica Central Termoeléctrica Carrasco.

Al 31 de diciembre de 1996 la inversión ejecutada alcanza un monto de US\$ 26.011.784 que representa el 77% del monto de suscripción. El referido monto fue destinado a pagar parcialmente la Termoeléctrica Carrasco con una inversión de US\$ 25.000.000.

ii) Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.

El compromiso de inversión esta contenido en la cláusula octava del Contrato de Capitalización Suscripción de Acciones y Administración donde se establece que:

- La sociedad se compromete a invertir el monto de suscripción pagado dentro de un plazo de 7 años a partir de la fecha de cierre.

Monto de suscripción	US\$ 47.131.000
Fecha de cierre	31 de julio de 1995

- El monto de suscripción será usado en un 90% en inversiones de Capital en Generación y 10% en Capital de Operación.

La inversión ejecutada a diciembre de 1996, asciende a un monto total de US\$ 1.029.990. que representa el 2.18% de monto de suscripción.

El programa de inversión proyecta para 1998 la instalación de una nueva central termoeléctrica en Santa Cruz con una inversión de US\$ 39.077.660. Para el año 2000, se tiene prevista la adquisición de un turbogenerador por un valor de US\$ 16.000.000.

iii) Empresa Eléctrica Corani

El compromiso de inversión esta contenido en la cláusula octava del Contrato de Capitalización Suscripción de Acciones y Administración donde se establece que:

- La sociedad se compromete a invertir el Monto de Suscripción pagado dentro de un plazo de 7 años a partir de la fecha de cierre.

Monto de suscripción	US\$ 58.796.300
Fecha de cierre	31 de julio de 1995

- El monto de suscripción será usado en un 90% en inversiones de Capital en Generación y 10% en Capital de Operación.

Al 31 de diciembre de 1996 no se ejecutó ninguna inversión.

De acuerdo al programa de inversión, en el periodo 1997 - 1998 se tiene prevista la ejecución de los proyectos Chacamayu Chimpaera, Nuevos Aportes al Embalse Corani y Aducción Palca, por un monto total de US\$. 27.263.000 y el Proyecto Sacaba con una inversión prevista de US\$. 68.800.000.

Las tres empresa, Corani, Guaracachi y Valle Hermoso tienen la exclusividad de invertir en la etapa de generación hasta el 31 de diciembre de 1999. Sin embargo, no han solicitado a la Superintendencia de Electricidad licencias para instalar plantas de generación hidro y/o termoeléctricas, pese a contar con los recursos de la capitalización.

En efecto, el nivel de inversiones ejecutadas es muy bajo ⁽⁴²⁾, con excepción de Valle Hermoso, repercutiendo esta situación en la ineficiencia de los generadores, la misma que es transferida al usuario final a través de las tarifas.

En este marco, la exclusividad concedida a las tres generadoras está condicionada a las inversiones que realicen para cubrir la demanda creciente del mercado. De no cumplirse, la Superintendencia de Electricidad puede abrir el mercado de generación para evitar problemas de oferta de electricidad en el futuro.

b) Nuevos Compromisos de Inversión

Al margen de la capitalización, los nuevos compromisos de inversión son los siguientes:

i) Compañía Boliviana de Energía Eléctrica

El proyecto de COBEE consiste en la ampliación y mejora del sistema de generación del Valle de Zongo. La capacidad instalada del sistema será incrementada en

⁴² Siendo la tasa de crecimiento media de la demanda de electricidad de los últimos 8 años del orden del 7%, se ha mantenido un equilibrio razonable entre la expansión de la generación y la satisfacción de la demanda. En efecto, la tasa del 7% requiere la expansión anual de generación en el orden de 50 MW de capacidad instalada. Por ello, un crecimiento mayor, sin contar con proyectos de exportación, podría generar una sobreoferta, afectando la racionalidad económica del rubro de generación.

65.6 MW, de 111.7 MW a 177.3 MW, lo que equivale a un incremento de 59% de la capacidad actual. El actual sistema cuenta con ocho centrales Hidroeléctricas localizadas en cascada a lo largo del Río Zongo. El proyecto ampliara cuatro de las plantas existentes y construirá dos plantas nuevas, siendo de la Huaji la más grande con una capacidad de generación estimada de 30,8 MW.

El proyecto ha sido largamente estudiado en diferentes etapas desde 1969. Los estudios técnicos y de factibilidad fueron elaborados inicialmente por la consultora Canadian Power International en 1970, y desde entonces han sido actualizados continuamente. En los últimos años COBEE, se vio en la obligación de retrasar la iniciación del proyecto, entre otras razones, a la espera de la aprobación por parte del gobierno de Bolivia de la nueva Ley de Electricidad. Una vez la Ley fue promulgada en diciembre de 1994, la compañía procedió a actualizar el estudio de factibilidad técnica y financiera del proyecto a la luz de la nueva reglamentación. Resultado de dicho proceso, la compañía tomo la decisión de avanzar con el desarrollo y la ejecución del proyecto.

El proyecto de mejoramiento y ampliación del sistema de Generación de Zongo surgió ante la necesidad de la entonces COBEE, de minimizar las compras de potencia y generación de energía para satisfacer la demanda de la ciudad de La Paz. En la actualidad la producción total de COBEE no resulta suficiente para atender la demanda de energía en la ciudad de La Paz. Debido a la ausencia de capacidad adicional, para cumplir con las obligaciones impuestas por la concesión de distribución que tiene sobre la ciudad de La Paz y sus alrededores, durante los últimos años COBEE ha comprado energía adicional a ENDE, hasta hace poco la entidad generadora estatal. En 1994, COBEE compró 245.742 MWh y 87,5 MW en potencia.

El proyecto es un intento serio y racional para aprovechar el máximo la potencialidad generadora de los flujos de agua existentes en el valle de Zongo. Asimismo, el proyecto responde a las necesidades de corto plazo de energía del país y su desarrollo esta contemplado dentro del marco de las reformas del sector eléctrico en Bolivia.

La inversión prevista se estima en 87,1 millones de dólares.

ii) Otras iniciativas

Adicionalmente, la Superintendencia de Electricidad ha otorgado las siguientes autorizaciones:

- Licencia de Generación a SYNERGIA, proyecto hidroeléctrico Canata en el departamento de Cochabamba.
- Licencia Provisional para estudios de generación en el río Coroico, departamento de La Paz, a la empresa ELECTROPAZ.
- Licencia de Generación a HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA, proyecto La Chojlla en el departamento de La Paz.
- Licencia de Generación a la Empresa Minera del Sur COMSUR.

Así mismo, se encuentran en trámite las siguientes solicitudes:

- Licencia Provisional COBEE en Puerto Suárez para estudios de generación.
- Licencia Provisional ICE en el río Beni para estudios de generación.
- Licencia Provisional ICE en la frontera con el Brasil para estudios de generación.
- Licencia de Generación YPFB.
- Licencia de Generación para la Empresa Río Eléctrico en el río Yura.

3. Desarrollo de los Mercados Externos de Electricidad

Los mercados eléctricos de los países vecinos están alejados de las fuentes de energía de Bolivia. Si la energía eléctrica que se pretende vender está relacionada con el gas natural, la distancia es la misma que para el transporte de gas, siendo este el recurso energético demandado por los principales mercados energéticos potenciales de exportación de Bolivia, que son Chile y Brasil.

La venta de gas a estos países excluye la venta de energía eléctrica, por razones económicas, de costo, de escala y de autonomía energética relativa de los clientes, al menos en las áreas de influencia de los sistemas del gasoducto.

Sin embargo se desarrollan las siguientes iniciativas:

a) Brasil

En el nuevo contexto, las 4 empresas generadoras de electricidad iniciaron gestiones conjuntas para desarrollar un proyecto de 500 MW con base en Carrasco (Departamento de Cochabamba) con destino a abastecer el mercado Brasileño.

Este proyecto prevé utilizar gas natural producido en Carrasco para generar electricidad in situ y transportarla al Brasil mediante una línea a ser construida para el efecto. Aparentemente, este proyecto encuentra en la seguridad tarifaria no garantizada, un obstáculo para su desarrollo.

Adicionalmente, esta iniciativa plantea un conflicto de intereses con la empresa ENRON asociada al proyecto del gasoducto al Brasil. En efecto, ENRON tiene marcado interés en instalar unidades generadoras en Brasil y en este marco acceder al mercado de Cuiaba para generar y vender la electricidad.

Es importante resaltar que por las leyes bolivianas, esta empresa que en el país es responsable del transporte gas natural, no puede generar electricidad en el territorio boliviano. Por lo tanto, el afán de desverticalizar la industria energética en Bolivia se trastoca al cruzar la frontera, pues los intereses empresariales se conjuncionan en el transporte y posterior utilización del gas natural.

Se estima que el precio ofertado por electricidad en Cuiaba es de 36 US\$/MWh. Se debe señalar, que en 1989 ENDE preveía construir y operar una planta de 500 MW en la localidad de

Puerto Suárez sobre la frontera con Brasil para atender los requerimientos de dicho mercado. El precio base definido en aquella oportunidad era de 42 US\$/MWh, que con los mecanismos de indexación y ajustes hubieran significado aproximadamente hoy en día 49 US\$/MWh.

Por otra parte, al estar Cuiabá alejada de la ruta troncal del gasoducto Santa Cruz - San Pablo, se deberá construir un ramal secundario importante para poder suministrar con gas natural la planta generadora.

b) Argentina

En el contexto de acuerdos binacionales con la República Argentina se plantea en el marco del proyecto de Regulación de las Aguas del Río Bermejo, la instalación de 300 a 350 MW hidroeléctricos.

Para el efecto, se encuentra trabajando un equipo binacional con sede en Buenos Aires que debe recopilar toda información técnico - económica que permita iniciar el proceso licitatorio. La etapa de precalificación de empresas interesadas arrancó con la venta de 70 pliegos.

4. Falta de Equidad

En la reforma estructural del sector eléctrico boliviano, existe la posibilidad de dividir al país en dos tipos de mercados desde el punto de vista de la atención del suministro eléctrico. Por una parte la definición de unidades de negocio para la capitalización de ENDE, ha excluido la posibilidad de capitalizar los sistemas aislados, de características menos atractivas, pese a que en los planes iniciales del anterior Gobierno aquello estaba contemplado de esa manera.

La propia Ley de Electricidad diferencia en el tratamiento, hasta tarifario, del Sistema Interconectado Nacional (que incorpora a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca de características rentables con recursos energéticos abundantes y demanda creciente) frente a los Sistemas Aislados.

Existe la seria posibilidad de que en el otro extremo de la realidad las áreas periféricas de los mismos departamentos, que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional y la totalidad de los departamentos de Beni, Pando y Tarija queden relegados en la oportuna expansión del servicio público de electricidad, con el consecuente efecto adverso en la equidad y en la propia integración boliviana.

Otro elemento importante que hace a la equidad, se refiere a los impactos tarifarios que la reforma habrá de suponer. En la parte pertinente se ha llamado la atención al hecho de que por una parte se ha mantenido un sistema de regulación de precios en distribución de acuerdo a criterios no económicos del tipo "cost plus". Por otra parte también se ha llamado la atención sobre el hecho que los costos financieros de las expansiones se trasladen a las tarifas.

La capitalización de ENDE, da lugar a que los socios estratégicos que operan los sistemas, tiendan a exigir rentabilidades superiores a las que ENDE recibía, aunque en los hechos el elemento de comparación debe ser el de las tasas de rendimiento de la privatización eléctrica en otros países.

Lo anterior hace suponer un incremento en los niveles tarifarios (especialmente cuando entre en ejecución masiva la inversión) los que en promedio, en la actualidad, son algo superiores a los costos marginales de largo plazo. Al corregir las distorsiones de la estructura tarifaria, aún existentes resultará que las tarifas para el sector residencial se tendrían que incrementar de manera sustantiva. Tal situación indiscutiblemente puede agravar la brecha de inequidad en el país, al hacer mas inaccesible el servicio de electricidad para los estratos mas pobres de la sociedad.

Adicionalmente, con la puesta en marcha del Mercado Mayorista de Electricidad, en el cual los grandes usuarios (industria y minería fundamentalmente) y las distribuidoras podrán convenir contratos con cualquiera de las generadoras, la posibilidad de generar subsidios cruzados hacia los sectores más marginales se eliminará o disminuirá considerablemente.

5. Debilidad de la Superintendencia Sectorial

Existen posibilidades en la Ley que podrían desvirtuar el concepto de regulación ⁽⁴³⁾ en favor de intereses particulares. Por lo mismo es necesario un fortalecimiento de la Superintendencia Sectorial a fin de precautelar un desarrollo saludable del sector.

Puede darse en manos del Superintendente de Electricidad un gran margen de discrecionalidad en un aspecto de vital importancia para el desarrollo económico y social del país.

No existe ningún lineamiento de como debería ser el período de transición desde el estado actual, hasta el previsto por la Ley. Simplemente se deja librado al buen criterio de la Superintendencia de Electricidad el adoptar los mecanismos para tal transición en materia tarifaria.

Sin embargo, es importante destacar en la Superintendencia de Electricidad, la participación de profesionales bolivianos que estuvieron desde un inicio involucrados en la reforma del sector eléctrico, habiendo actuado satisfactoriamente como contraparte nacional en todo el proceso de transformación.

6. Problemas de Escala

Cuando se mencionaban los objetivos de eficiencia económica, se hizo hincapié en el referido a estructurar mercados eficientes, siguiendo las características naturales de los mercados. Aquello

⁴³ En el mismo artículo donde se incluyen los intereses (Ley de Electricidad Nr. 1604 Art. 51 - 1 - a), se introduce el concepto de que "no se incluirán los costos que, a criterio de la Superintendencia de Electricidad, sean excesivos, no reflejen condiciones de eficiencia o no correspondan al ejercicio de la Concesión"

significa desintegrar vertical y horizontalmente los mercados, en la medida que las características del mercado de generación sean tales que permitan la competencia.

Indiscutiblemente las características del mercado de generación boliviano, parecen demostrar la no existencia de economías de escala pronunciadas. Un ejemplo de lo anterior, se refiere a las plantas termoeléctricas en base a gas natural utilizadas en la actualidad. En las mismas, las unidades existentes tienen una capacidad instalada de 20 MW, constituyéndose uno de los tamaños más pequeños para tal tipo de unidades. En el pasado, tal tamaño había sido seleccionado dadas las características de tamaño del sistema. En efecto por consideraciones de confiabilidad no era recomendable utilizar unidades de mayor capacidad, pues una salida forzada de tales unidades podía significar una pérdida considerable de capacidad del sistema.

Las anteriores unidades en promedio, para las condiciones del SIN dan unos costos medios de generación del orden de 30 US\$/MWh donde la componente de costos variables es de alrededor de 17 US\$/MWh. Dada la evolución del tamaño del SIN, los planes de expansión, han recomendado la posibilidad de instalación de plantas similares con escalas del orden de 40 MW, hecho que se ha materializado con la nueva Central de Carrasco, donde se instalaron las primeras unidades de 55 MW en base a gas natural. Los costos de generación promedio esperados para tales unidades, están también en el orden de 30 US\$/MWh, donde la componente variable está en el orden de 17 US\$/MW, al igual que en las unidades más pequeñas ya existentes.

Es decir que desde el punto de vista de las economías de escala parece existir en el mercado del SIN boliviano las condiciones necesarias para la competencia y en esa medida podría ser plenamente justificable el esfuerzo para lograr una mayor competencia vía la desintegración vertical y horizontal de tal sistema.

Sin embargo, también se había mencionado otro elemento que podría justificar la integración vertical y se refiere a la eventual existencia de subaditividad de costos, es decir que se constata que existe la posibilidad de prestar el servicio de electricidad a menor costo con una sola empresa en lugar de la existencia de varias. La comprobación de la existencia de subaditividad de costos en un sistema de tamaño tan reducido como el boliviano es en el mejor de los casos todavía intuitiva.

No hay evidencia que la desintegración vertical de sistemas tan pequeños, pueda en realidad lograr un efecto donde los beneficios obtenidos sean superiores a los inevitables mayores costos de transacciones sectoriales. En este sentido, debe tenerse absoluta claridad, que el caso boliviano constituirá uno de los primeros y que dado el tamaño del mercado, efectivamente existe el riesgo de que el incremento en los costos de las transacciones pueda superar el incremento de beneficios obtenidos por una mayor competencia.

7. Sostenibilidad Ambiental

La expansión del sistema eléctrico boliviano se realizará fundamentalmente en base a emprendimientos hidroeléctricos y unidades generadoras con gas natural. En este sentido, la

contribución del subsector con gases de efecto invernadero, se mantendrá, como se analizará en el capítulo pertinente, en niveles muy bajos, que en el contexto mundial son insignificantes.

El Estado cuenta con la normatividad suficiente como para que cada actividad de la industria eléctrica, se desarrolle en el marco de sostenibilidad ambiental. Sin embargo, es imprescindible fortalecer la capacidad institucional y operativa, desde la Secretaría Nacional de Energía hasta los Municipios, que permita un seguimiento a los planes de mitigación y preservación ambiental.

E. Recomendaciones y Desafíos

Los elementos que brindarán transparencia a la reforma y que en definitiva pueden tener un peso positivo sobre la equidad son:

- a) Acceso público y abierto a la información, para que la confidencialidad sea la excepción y no la regla.
- b) Transparencia en la presentación de condiciones especiales, tales como subsidios. Si las ventas requieren subsidios (por ejemplo subrogación de pasivos), estos no deben ocultarse en las condiciones de la oferta (precios, plazos, condiciones de financiamiento etc.).
- c) Claridad y definición "ex ante" de la utilización de los fondos provenientes del proceso de privatización. Por ejemplo podría pensarse en la creación de un fondo de electrificación rural en el caso de las privatizaciones de las empresas de distribución de electricidad.
- d) Evaluación "ex post" de cada proceso de transferencia de activos, en función de criterios acordados con anterioridad entre las instancias pertinentes.

En particular se ha detectado como principal desafío el evitar que como consecuencia de la capitalización de ENDE, se consolide la postergación del desarrollo del sector eléctrico en las áreas no rentables, especialmente las urbano marginales, así como la atención al área rural.

IV. LAS REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

A. Descripción del Sector Hidrocarburífero en Bolivia

1. Antecedentes

La actividad petrolera en Bolivia se desarrolló en marcos legales en constante evolución, adecuándose generalmente a modelos de legislación petrolera vigentes en países con mayor tradición y experiencia en la materia.

A la vigencia de una serie de normas legales en materia petrolera del siglo pasado, le siguió la Ley Orgánica del Petróleo de junio del año 1921 sancionada durante el gobierno del Presidente Bautista Saavedra.

Este instrumento legal definía la inalienabilidad e imprescriptibilidad del derecho de propiedad del Estado sobre los hidrocarburos, prohibiendo su venta, permuta, hipoteca, embargo o prescripción.

En base a la Ley Orgánica del Petróleo de 1921, la Richmond Levering de Nueva York obtuvo más de 2.000.000 de hectáreas (Has) en las zonas orientales del país, las mismas que posteriormente son transferidas a la Standard Oil Co. De Nueva Jersey que totaliza, junto con otras concesiones, más de 7.000.000 de Has., ubicadas mayormente en la región subandina del país.

La Standard Oil perfora un primer pozo petrolero en Bolivia el año 1922, en el área de Bermejo ubicado en el departamento de Tarija cuyo resultado fue improductivo. En la misma estructura, perfora en 1924 un segundo pozo que resultó positivo, con un caudal inicial de 1.000 barriles por día. Entre 1926 y 1929, la empresa descubre los campos de Camiri, Sanandita y Camatindi, en los departamentos de Santa Cruz, Tarija y Chuquisaca respectivamente, para totalizar hacia fines de 1930 una reserva del orden de los 20 millones de barriles.

Entre 1932 y 1935 se desarrolla la guerra del Chaco entre Bolivia y el Paraguay, conflicto que sentaba su principal razón económica en el control de las áreas petroleras. Como consecuencia de una conducta dual de la Standard durante el conflicto con el Paraguay, el Gobierno de David Toro, promulga una nueva Ley Orgánica en octubre de 1936 y crea el 21 de diciembre del mismo año a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en calidad de entidad autárquica. En marzo de 1937 se declara la caducidad de los derechos la Standard Oil, los mismos que mediante indemnización pasan a poder de YPFB, iniciándose la época del monopolio petrolero estatal.

Las dispersas disposiciones legales existentes, obligaron a consolidar un cuerpo de leyes sobre la industria petrolera, trabajo que fue encomendado a la firma Davenport and Shuster de Nueva York. Este nuevo instrumento legal llamado **Código del Petróleo o Código Davenport**, que produce el retorno al sistema de concesiones, fue aprobado en octubre de 1955 durante el primer gobierno del Presidente Víctor Paz Estenssoro.

Esta Ley contenía términos y conceptos ajenos al ordenamiento jurídico y económico del país y no contenía legislación sobre el gas natural y la comercialización de los hidrocarburos. No

obstante, la argumentación principal para su aplicación, fue la atracción de importantes capitales privados que coadyuvaron al desarrollo hidrocarburífero del país.

En efecto, con la promulgación del Código Davenport, ingresaron al país 14 compañías extranjeras interesadas en la exploración y explotación de los hidrocarburos. La Bolivian Gulf Oil Co. tiene su primer éxito exploratorio en 1960 con una de las mayores reservas descubiertas en la estructura de Caranda, departamento de Santa Cruz. A partir de 1961, descubre los campos de Colpa, Río Grande, Palmar, Santa Cruz, La Peña y Yapacani. En octubre de 1969 el gobierno del Gral. Alfredo Ovando Candia nacionaliza sus bienes, pasando su control y administración a cargo de YPFB.

Sobre la base de las reservas gasíferas descubiertas en este período, se define con la República Argentina la construcción del gasoducto de exportación, obra que entra en operación en 1972. Este ducto transporta hacia la Argentina, desde el inicio de operaciones hasta la fecha, un volumen promedio de 6 millones de metros cúbicos por día (MMm³/día).

Otro hito importante constituye la puesta en vigencia de la **Ley General de Hidrocarburos (DL. No. 10170)** en marzo de 1972 durante el primer gobierno de Hugo Banzer Suárez. Este instrumento eliminó el régimen jurídico de las concesiones, sustituyéndolo por el sistema de **Contratos de Operación** a través de YPFB con compañías privadas, nacionales y/o extranjeras, interesadas en desarrollar actividades hidrocarburíferas.

Al amparo de esta Ley se suscribieron varios contratos con compañías petroleras privadas extranjeras (Estados Unidos, Canadá, Francia y España). Occidental Boliviana (actualmente Diamond Shamrock) y Tesoro Bolivia Petroleum, entraron en la fase de explotación y desarrollo en los yacimientos descubiertos en Tita, Porvenir, La Vertiente, Taiguati, Escondido y Los Suris en los departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija.

En noviembre de 1990, el gobierno del Presidente Jaime Paz Zamora promulga un nuevo instrumento jurídico para legislar sobre los hidrocarburos. La **Ley 1194** buscaba insertar al país en el nuevo contexto internacional, permitiendo dentro los preceptos constitucionales incrementar las inversiones de riesgo, abriendo el monopolio estatal a la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras, en actividades que estaban libradas a la responsabilidad exclusiva de YPFB.

Entre las principales innovaciones, se introducían a la legislación el principio de los **Contratos de Asociación** ⁽⁴⁴⁾ a ser suscritos entre YPFB y la iniciativa privada, en cualquiera de las fases de la industria, incluyendo la exploración y la producción.

Así mismo, el sector privado podía operar directamente en las demás fases de la industria, como ser en refinación, comercialización, distribución y transporte. En este último caso, se posibilitaba además la participación, asociada o por su cuenta, en la construcción y operación de los nuevos ductos, como ser el gasoducto al Brasil.

⁴⁴ La conceptualización de los Contratos de Asociación, especialmente para el Upstream (Exploración y Producción), era muy similar al de la legislación colombiana, bajo cuyo marco se descubrieron los campos de Cusiana y Cupiagua. Estos campos se declararon comerciales en 1993 y a partir de entonces la estatal ECOPEPETROL entró a formar parte del consorcio (British Petroleum, Total, Triton) con el 50% para las etapas de desarrollo y explotación.

Bajo la Ley 1194, se suscribieron contratos de operación y/o asociación con BHP, Chevron, Diamond Shamrock, Exxon, Maxus, Mobil Oil, Phillips Petroleum, Repsol, Santa Fe Energy, Texaco, Total, Petrobras, YPF, Pluspetrol y las bolivianas Bolipetro, Petrolex y la Sociedad Petrolera del Oriente.

Es importante precisar, que bajo este instrumento legal, capitales bolivianos privados decidieron incursionar en el área petrolera con inversiones de riesgo, aspecto que anteriormente no se verificaba en el país. Así mismo se logró que empresas de primer orden a nivel mundial desarrollen actividades en zonas de muy baja expectativa hidrocarburífera.

Mediante este instrumento, se posibilitó además por primera vez en la historia de Bolivia, la incorporación de los nueve departamentos del país, a la actividad de los hidrocarburos.

Se debe resaltar que bajo los preceptos de la Ley 1994, se desarrollaron las negociaciones más importantes que permitieron en febrero de 1993, la suscripción del contrato entre YPFB de Bolivia y PETROBRAS de Brasil, para la compra - venta de gas natural. Este tema será analizado en detalle más adelante, por considerarse el hito más importante bajo el cual se abren posibilidades inéditas en el país para el desarrollo de su potencial hidrocarburífero.

2. Desarrollo del Sector antes de la Reforma

Los trabajos de prospección, perforación y explotación han sido realizados por YPFB y las empresas contratistas principalmente en el área centro - sud este del país (Subandino y Llanura Chaco - Beniana sur) que se denomina "Área Tradicional", donde se desarrolló con los años una infraestructura petrolera importante.

Actualmente el territorio con posibilidades hidrocarburíferas es de aproximadamente 611.000 Km² equivalentes al 55.6% del territorio nacional. No obstante, los recursos hidrocarburíferos con los que cuenta el país, fueron obtenidos sólo a partir del 13% (77.000 Km²) del territorio con posibilidades de explotación petrolera.

El "Área Tradicional" ya manifiesta una tendencia declinante en el descubrimiento de nuevas reservas, salvo en operaciones orientadas a la perforación de pozos en niveles profundos, como los yacimientos descubiertos en los campos de Bermejo, San Roque, Guairuy y San Alberto.

a) Perforación

Desde el inicio de las operaciones petroleras hasta 1994 se perforaron cerca a 200 estructuras diferentes (123 correspondieron a YPFB), que demandaron un costo histórico total de 897 MMUS\$ corrientes.

El total de pozos perforados alcanzó a 1.385, de los cuales 472 corresponden a pozos exploratorios (151 productores y 321 secos) y 913 a pozos de desarrollo.

El metraje total alcanzado hasta 1994 fue de 3 millones de metros, correspondiendo 1,3 millones a pozos exploratorios y 1,7 millones a pozos de desarrollo. El costo histórico⁽⁴⁵⁾ acumulado de perforación alcanza a 1.600 MMUS\$ corrientes.

Hasta 1994 se han descubierto 67 campos comercialmente productores de hidrocarburos, de acuerdo al siguiente detalle: YPFB: 45 (1947-1994), Bolivian Gulf Oil Co.: 7 (1960-1969), Standard Oil Co.: 4 (1923-1929), Occidental Boliviana: 4 (1973-1991), Tesoro Bolivia: 4 (1977-1981), Maxus Energy: 1 (1992), Bolivian Oil Co.: 1 (1959) y Mc Carthy: 1 (1955).

Actualmente 40 de estos campos se encuentran en plena explotación, 22 en reserva y 5 fueron abandonados por agotamiento de la reserva técnicamente recuperable.

b) Producción y Reservas

Hasta 1994 YPFB aportó con 281 millones de barriles de petróleo (MMBbl) equivalentes al 80,6% de la producción acumulada. En orden de importancia le sigue la Bolivian Gulf Oil que acumuló más de 36 MMBbl equivalentes al 10,4% del total acumulado. La Occidental Boliviana y la Tesoro Bolivia Petroleum aportaron más de 25 MMBbl, con un componente porcentual del 7,2% sobre el total. Al resto de las compañías, hasta fines de 1994, les correspondió un aporte del 1,8%

El campo Caranda (Santa Cruz) alcanzó la máxima producción media de petróleo en el país con 27.700 barriles por día. En orden de importancia le sigue el campo Monteagudo (Chuquisaca), con un promedio de 9.800 barriles por día.

Los descubrimientos realizados desde 1975 confirman la existencia de incrementos importantes de las reservas de gas natural y condensado.

La producción de gas natural es controlada y medida a partir de 1952, su utilización incipiente se inicia en la década de los años sesenta, con un consumo inicial de un millón de pies cúbicos por día (MMPCD). Actualmente el consumo interno no sobrepasa los 120 MMPCD, la exportación los 215 MMPCD, la reinyección a los yacimientos 160 MMPCD y la quema/venteo cerca de los 50 MMPCD.

La producción acumulada de gas natural alcanza a los 4.2 trillones de pies cúbicos destinados a la exportación, inyección en pozos y el consumo interno del país.

Regionalmente, las reservas remanentes probadas se distribuyen de la siguiente manera:

REGIÓN	PETRÓLEO		GAS NATURAL	
	(MMBbl)	(%)	(TPC)	(%)
Santa Cruz	61,3	47,8	2,1	54,7
Cochabamba	33,1	25,8	0,2	6,5
Chuquisaca	21,5	16,8	0,8	21,4
Tarija	12,3	9,6	0,7	17,4
TOTAL	128,2		3,8	

Fuente: Estadísticas YPFB, 1994.

⁴⁵ Se estima que el costo histórico medio de perforación de pozos exploratorios fue de 700 US\$/metro y para pozos de desarrollo 400 US\$/metro.

La relación producción/reservas para 1994 es del 2% para petróleo y condensado y 2.5% para el gas natural. La mayor producción anual de petróleo respecto de la reserva original probada se situó en 1980 con el 2.2% de la reserva, frente a un 2.5% para el caso del gas natural en 1994.

La evolución de las reservas remanentes y el aumento de la producción de los últimos años, han determinado una peligrosa declinación de la relación reservas producción, situándose paulatinamente debajo de los niveles económicamente aceptables.

En efecto, desde 1980 a 1994 las reservas originales probadas descubiertas (incluyendo extensiones y reevaluaciones) de petróleo y condensado, sumaron 78,5 millones de barriles, en tanto que la producción acumulada en el mismo período alcanzó los 116,7 millones de barriles, lo que determinó una disminución de la relación reservas producción de 22,3 años en 1981 a 13,7 años en 1994.

En relación al gas natural para el mismo período, la reserva descubierta alcanzó a 0.33 trillones de pies cúbicos, frente a una producción acumulada de 1.69 trillones, ocasionando una disminución de la relación reservas producción de 57.9 años en 1981 a 23.8 a fines de 1994.

c) Industrialización

Las nuevas plantas de refinación de petróleo se pusieron en marcha el año 1979 en las ciudades de Cochabamba (refinería de Valle Hermoso) y Santa Cruz (refinería Guillermo Elder) con una capacidad instalada actual de 57.500 barriles por día (BPD), incluida la de Sucre de 4.000 BPD.

A fines de 1994 la elaboración total de carburantes (carga procesada) fue de 28.955 BPD, participando la refinería de Cochabamba con 14.600 (50,4%), Santa Cruz con 13.165 (45,5%) y la refinería de Sucre con 1.190 (4,1%). La utilización total de la capacidad instalada al finalizar la gestión 1994 fue del 50,4%, correspondiendo a la refinería de Cochabamba el 37,0%, a Santa Cruz el 87,8% y a Sucre el 39,7%.

La infraestructura industrial incluye plantas de gas localizadas en Río Grande, Colpa y Camiri del departamento de Santa Cruz y la Planta de Gas de Vuelta Grande en el departamento de Chuquisaca. Actualmente la capacidad instalada de estas plantas es de 1.100 MMPCD para tratamiento de gas y 430 MMPCD para reinyección.

Asimismo, existen plantas de Inyección de agua en Camiri y Monteagudo, con una capacidad instalada de 30.000 barriles por día.

El país cuenta también con una infraestructura de almacenamiento, cuyo volumen esta cuantificado en 1.9 millones de barriles para petróleo y 2.8 millones de barriles para productos derivados.

d) Transporte

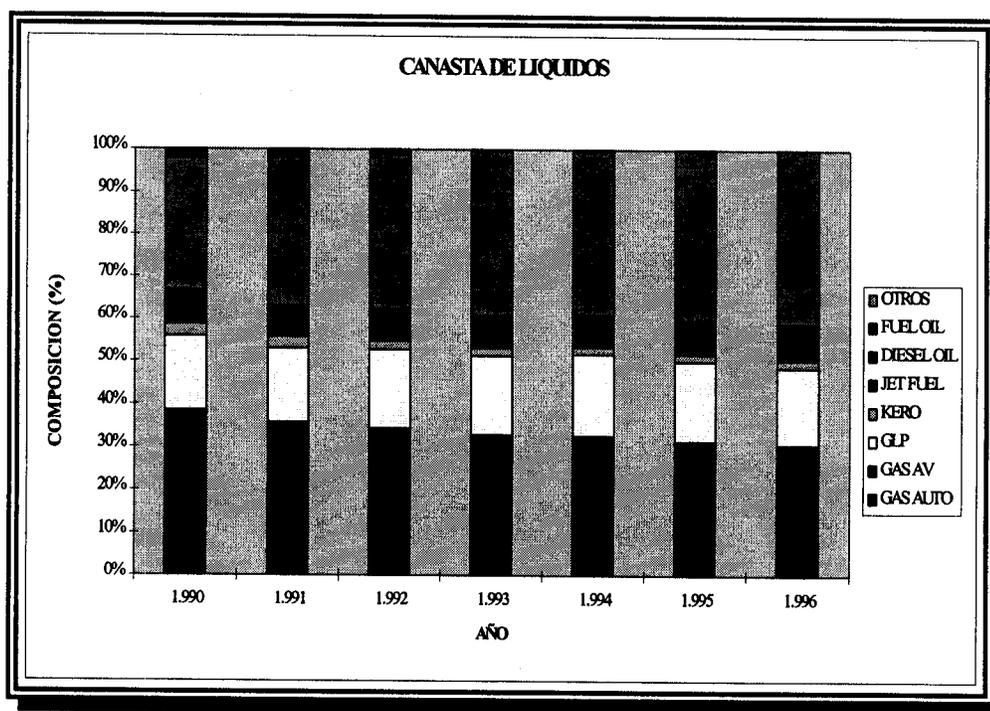
El país cuenta con una red importante de oleoductos, poliductos y gasoductos con una longitud de aproximadamente 6.000 kilómetros y una capacidad instalada de 286 mil barriles por día para líquidos y 707 millones de pies cúbicos por día para gas natural, infraestructura de transporte suficiente como para atender la oferta y demanda de hidrocarburos en el país.

e) Comercialización

La estructura del consumo nacional está liderizada por Santa Cruz con el 31% del consumo nacional, seguida por La Paz y Cochabamba, con el 29% y 19% respectivamente. El denominado eje central consume aproximadamente el 80% de la demanda nacional.

El valor de las ventas anuales de derivados en el mercado interno para 1996, asciende alrededor de los 524 MMUS\$ corrientes (618 MMUS\$ constantes de 1990), de los cuales el 38.6% corresponde a la gasolina automotor, al diesel oil el 36%, al gas licuado GLP 9%, a la gasolina de aviación y el jet fuel el 6.5%, al gas natural el 7% y a otros productos el 3%.

La evolución de los volúmenes comercializados (canasta de derivados⁴⁶) en el mercado interno expresada en miles de BEP (%), es la siguiente:



Fuente: Estimaciones a partir de Y.P.F.B., 1996

Merece destacarse el decrecimiento de participación en la canasta de la gasolina automotriz de un 38% a un 30% desde 1990 a 1996. Por otra parte, el diesel oil incrementa su participación en la canasta en el mismo período de un 31% al 41%. La comercialización de gasolina tiene una tasa de crecimiento promedio anual en el período del 1.54%, mientras que la comercialización del diesel crece a un promedio anual del 10.24%.

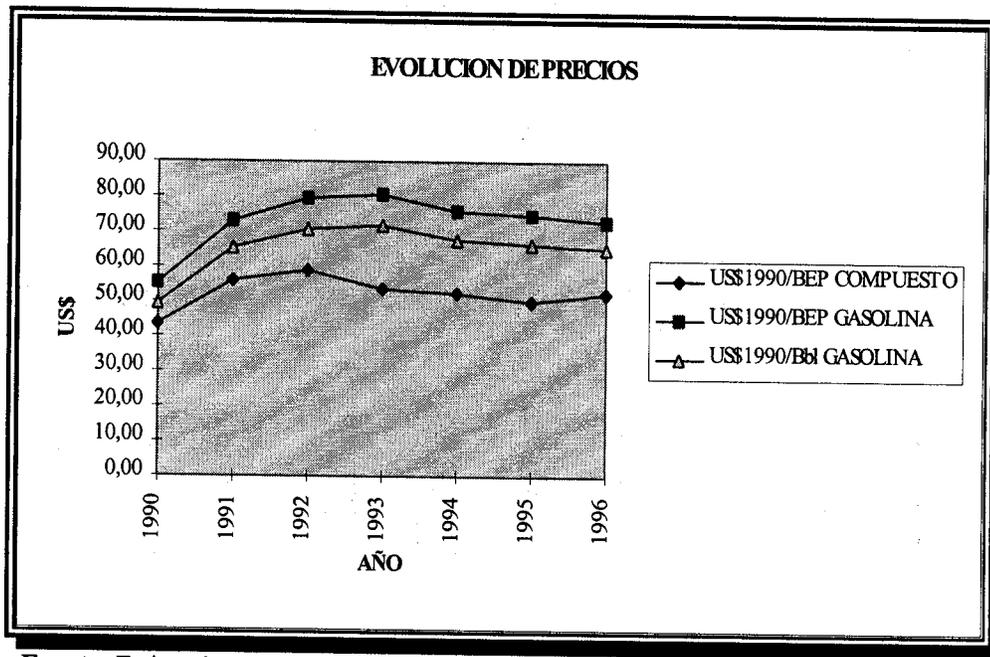
Los niveles de precios medios del barril compuesto de derivados expresado en dólares por barril equivalente de petróleo (US\$/BEP), así como el valor de la gasolina en BEP y en Barriles corrientes, se presentan en el cuadro y gráfica siguientes:

⁴⁶ La canasta de derivados incluye los siguientes productos: Gasolina automotriz, gasolina de aviación, GLP, kerosene, jet fuel, disel oil, fuel oil y otros de menor demanda como eter, hexano, propano, solvente.

**Valor de la Canasta de Derivados de Petróleo
Valor de la Gasolina Automotriz
(US\$ de 1990/BEP)**

Año	US\$1990/BEP COMPUESTO	US\$1990/BEP GASOLINA	US\$1990/Bbl GASOLINA
1990	43,67	55,32	49,42
1991	55,80	72,83	65,07
1992	58,76	79,26	70,81
1993	53,67	80,49	71,91
1994	52,58	75,82	67,73
1995	49,96	74,64	66,68
1996	52,62	73,15	65,35

Fuente: Estimaciones a partir de Y.P.F.B., 1996



Fuente: Estimaciones a partir de Y.P.F.B., 1996.

En el período 1990 a 1996, el valor del barril compuesto tiene un crecimiento anual promedio del 3.15%, mientras que el valor de la gasolina crece a un 4.77% anual. Es importante señalar que el valor más alto de la canasta se presenta en 1992 con casi 59 US\$/BEP. El valor más alto para la gasolina se manifiesta en 1993 con 80.5 US\$/BEP o 72 US\$/Barril.

f) Actividades Contratistas

En el contexto anterior a la reforma, operaban 17 compañías privadas con un total de 20 contratos de operación, de los cuales 15 corresponden a Contratos de Exploración y Explotación,

3 a Contratos Mixtos de Operación de Exploración, Explotación y Recuperación mejorada y 2 a Contratos de Asociación.

En la fase exploratoria a partir de 1975 a 1994, las compañías contratistas han perforado 37 estructuras diferentes. Fueron encontrados 9 pozos descubridores de nuevo campo. Actualmente 5 de estos campos (Porvenir, La Vertiente, Escondido, Taiguati y Surubí) se encuentran en explotación, 2 fueron revertidos a YPFB (Tita y Techí) y 2 están en reserva (Pando y Los Suris).

La producción acumulada de petróleo y condensado de las contratistas, a partir del año 1978 a 1994, alcanzó los 29 millones de barriles (MMBbl) equivalente a la quinta parte del consumo del mercado interno

La contribución de las contratistas a la producción bruta acumulada de gas natural, en el mismo periodo, fue de 882 mil millones de pies cúbicos (MMM PC), es decir, más de dos quintas partes de la producción acumulada nacional.

En la estructura nacional de las reservas remanentes de hidrocarburos al 31 de diciembre de 1994, las contratistas aportaron con 34.8 MMBbl (27.1%) en la composición de las reservas de petróleo/condensado y con 0.6 trillones de pies cúbicos (15.6%) a las reservas totales de gas natural libre y en solución.

La inversión acumulada total de las contratistas, desde el inicio de sus operaciones petroleras de exploración y explotación en Bolivia, hasta el 31 de diciembre de 1994, alcanzó los 768 MMUS\$ corrientes (MMUS\$). Los gastos administrativos acumulados de las compañías sumaron 147 MMUS\$, con lo que las inversiones y gastos ascienden a un total de 915 MMUS\$.

B. Hidrocarburos y Desarrollo Económico⁽⁴⁷⁾

La economía boliviana, que durante la década de los años ochenta, atravesó por una de las crisis más profundas de su historia republicana, a partir del año 1985 inicia el proceso de ajuste. En el orden interno se ajustan las finanzas públicas y se controla el déficit fiscal; en el orden externo se renegocia la deuda externa al amparo de los convenios firmados con los principales organismos internacionales de financiamiento, a la vez que se introducen nuevos instrumentos de política económica para la administración del sector público en el marco de la competencia y la economía de libre mercado.

En este nuevo contexto, los hidrocarburos consolidan su rol indispensable en el desarrollo económico y social del país, entre los que podemos citar los siguientes:

- La relación que guarda con la producción en general, por la cobertura de la demanda de energéticos a los distintos sectores económicos del país.
- Su participación en el comercio exterior, donde los hidrocarburos soportan la baja de la actividad minera exportadora, constituyéndose en la fuente más concreta de recursos externos.

⁴⁷ Estadística Petrolera en Bolivia, Gerencia de Planeamiento YPFB. Instituto Nacional de Estadística INE.

- En la política fiscal del gobierno, por el nivel de financiamiento del presupuesto general de la nación, cuya fuente más importante se encuentra en los impuestos, regalías a los departamentos productores y las transferencias al Tesoro General de la Nación.

El Producto Interno Bruto medio anual en el período 1980 - 1994 alcanzó los 5.161 MMUS\$ corrientes, con una distribución media anual de sólo 1.000 dólares per capita del producto por habitante y una tasa anual de crecimiento del 1,67 %. La participación de los hidrocarburos en el producto fue del 4%, cifra que no incluye la parte correspondiente a la industrialización de los hidrocarburos.

Los Ingresos de Divisas al Banco Central de Bolivia (BCB), incluyendo operaciones extraordinarias del sector público, ascendieron a más de 1.252 MMUS\$ promedio anuales y los egresos o venta de divisas que realizó el BCB, totalizaron 1.222 MMUS\$ promedio. En este rubro YPFB generó un ingreso medio del 17% habiendo utilizado aproximadamente el 3% dentro la composición de los egresos correspondientes.

C. La Reforma del Sector

1. Premisas

Durante la gestión 1989 - 1993, el PIB creció a un promedio aproximado del 4% anual. Esta tasa fue calificada de insuficiente para satisfacer las necesidades más perentorias de los bolivianos.

Bajo esta premisa fundamental, y bajo el entendido de que el Estado había sido un mal administrador de sus recursos y sus empresas, se estructuró el modelo de la reforma y capitalización que ya fue descrito en el capítulo pertinente⁽⁴⁸⁾.

En lo que se refiere al sector hidrocarburos, se procedió con la siguiente estrategia:

2. El Triángulo Energético

La estrategia del Triángulo Energético encarada por la administración del Presidente Sánchez de Lozada asumía que para alcanzar un desarrollo importante del potencial de los hidrocarburos se debería garantizar un marco jurídico estable, un mercado para la producción y los recursos necesarios para el desarrollo de los campos hidrocarburíferos del país.

En este marco se inscriben las siguientes acciones:

- La nueva Ley de Hidrocarburos que establece un marco jurídico regulatorio competitivo, estable y atractivo para las inversiones en toda la cadena de la industria.
- El gasoducto al Brasil que vinculará la producción boliviana con el mercado brasileño.

⁴⁸ Consultar además: Serie Reformas de Política Pública: Nr. 38: La Experiencia de Privatización y Capitalización en Bolivia, Mario Requena; Nr. 45: La Reforma Estructural en los Sectores Petrolero y Eléctrico de Bolivia, Gonzalo Chávez.

- La capitalización de YPFB que provee los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los campos, mejoramiento de los ductos y aportes a las compañías transportadoras de gas, tanto en el lado boliviano, como en el brasileño.

En los hechos, la estrategia gubernamental modificó la Ley de Hidrocarburos para posibilitar la capitalización de YPFB, como condición previa para la construcción del gasoducto.

Esta situación se complementó, desde el punto de vista de la acción gubernamental, con la incorporación de un Socio Estratégico aún antes de haberse aprobado la nueva Ley de Hidrocarburos, que le permitiese en teoría, viabilizar la estrategia del triángulo, fortalecer la capacidad negociadora de Bolivia y garantizar el financiamiento para la construcción del gasoducto.

Sin embargo, la presencia del llamado socio estratégico, lejos de agilizar la ejecución del gasoducto y viabilizar su financiamiento, demoró innecesariamente la ejecución del proyecto más importante de la economía boliviana⁽⁴⁹⁾.

La atracción masiva de capitales de riesgo, el desarrollo de la industria y la implementación del proyecto de integración gasífera más importante de América Latina es una realidad porque existe un mercado comprometido desde 1993. Si el Brasil no necesitase del gas boliviano para modificar su patrón de consumo y generar electricidad con plantas térmicas, ninguna otra estrategia energético hubiese posibilitado un contexto de desarrollo de los hidrocarburos bolivianos.

Los acontecimientos muestran que la ejecución del proyecto y por tanto el desarrollo del potencial boliviano, se está viabilizando por la decidida acción empresarial y financiera de PETROBRAS y a la voluntad política e integracionista de Brasil, tal como estaba previsto en el espíritu de las negociaciones boliviano - brasileñas formalizadas en febrero de 1993.

Mejorada la base de la fórmula de precio y ampliado el volumen de exportación en base al Contrato Original y las Notas Reversales suscritas en febrero de 1993 y consolidado el mercado de gas, la atracción de capitales de riesgo para las tareas de exploración y explotación constituía el principal desafío.

De esta forma podría deducirse que la vida propia del proyecto y su inminente ejecución no estaban relacionadas. La capitalización de YPFB y la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos. En principio estas no fueron pre-requisito para acceder al mercado brasileño de gas natural y tampoco para consolidar el esquema de financiamiento.

3. La Capitalización

Como resultado de la capitalización de las unidades de negocio de YPFB referidas a dos empresas de exploración y producción, así como la de transporte, se obtuvieron en diciembre de 1996, los siguientes resultados:

⁴⁹ El contrato de febrero de 1993 establecía un plazo de 18 meses (hasta agosto de 1994) para el cierre de financiamiento. Esto se produjo recién en agosto de 1996.

EMPRESA	CAPITALIZADOR	VALOR DE CAPITALIZACION (MMUS\$)	DEUDA EXTERNA YPFB TRANSFERIDA (MMUS\$)
Chaco Sam	Amoco	306.6	59.8
Andina Sam	YPF-P.Companc-Pluspetrol	264.7	58.3
TransRedes	Enron - Shell	263.5	222.1
TOTAL		834.8	340.2

Fuente: Elaborado con la información disponible en los sitios de internet del Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo.

A través de esta operación, las empresas Chaco, Andina y TransRedes pasaron a propiedad del 50% de cada una de las capitalizadoras. Los recursos aportados por cada una de ellas y que totalizan 835 MMUS\$, deben ser invertidos, de acuerdo a un plan a ser sometido a aprobación de la Superintendencia de Hidrocarburos, en actividades propias de operación de cada una de ellas.

En los casos de las empresas de Upstream (Chaco y Andina), se suscribieron además, contratos de Compra Venta de Gas Licuado GLP, de petróleo a las refinerías de propiedad de YPFB, de gas natural para el mercado interno, así como de suministro al volumen de exportación a la República Argentina.

Por otra parte, la capitalizadora de TransRedes (Enron - Shell), incorporó al paquete de ductos nacionales, el nuevo Oleoducto Carrasco - Valle Hermoso, así como la administración de la terminal petrolera de YPFB en el puerto de Arica sobre el océano Pacífico. Adicionalmente, por el Contrato de Asociación suscrito con YPFB para el gasoducto al Brasil, pasa a controlar este proyecto y tiene expectativas sobre el transporte de gas natural de Camisea por Bolivia hacia el Brasil, así como sobre el proyecto de exportación de gas al Paraguay⁵⁰. De esta manera, se estructuró un cuasi monopolio de la infraestructura de transporte existente, tanto para crudo como gas natural, en favor del sector privado.

4. La Nueva Ley de Hidrocarburos No. 1689

La nueva Ley promulgada en abril de 1996, precisa que por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos.

⁵⁰ Respecto al proyecto de gasoducto de importación de gas natural del Perú para su reexportación al Brasil o el proyecto de gasoducto para la exportación de gas natural al Paraguay, se conviene que cualquiera de las partes (Enron o YPFB) que desee desarrollar alguno de dichos proyectos tendrá la obligación de ofrecer a la otra parte, en primer término y tan pronto decida desarrollarlo, el derecho de participar en el proyecto de que se trate en condiciones equitativas y comercialmente razonables. En caso de que la otra parte declinara la oferta o se abstuviera de contestarla hasta 120 días de recibirla, la parte ofertante quedará en libertad de llevar adelante el proyecto por sí sola o asociada a terceros, (Enmienda al Contrato de Asociación ENRON - YPFB del 23 de octubre de 1996).

El derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante YPFB para lo cual, esta empresa para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras.

El término **necesariamente** parece contradecir la Constitución Política del Estado, que en su Art. 139 precisa que “la exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas (YPFB), o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a ley”.

En efecto, la Ley estaría imponiendo una limitación a la CPE, para que YPFB no pueda desarrollar por su cuenta, las fases del Upstream.

El Estado e YPFB no asumirán ninguna obligación de financiamiento ni responsabilidad ante terceros con respecto a los contratos de riesgo compartido.

YPFB ejecutará por sí misma o asociada con terceros, actividades de refinación y comercialización al por mayor de hidrocarburos y prestará servicios técnicos y comerciales para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.

La importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados es libre.

Las disposiciones del artículo 171 de la Constitución Política del Estado (CPE) (Se reconocen, respetan y protegen, los derechos sociales, económicos y culturales de los pueblos indígenas que habitan en el territorio nacional, especialmente los relativos a sus tierras comunitarias de origen, garantizando el uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, su identidad, valores, lengua, costumbre e instituciones.) y de la Ley del Medio Ambiente y sus Reglamentos serán aplicados al sector de hidrocarburos.

Entre las nuevas definiciones se incluyen las siguientes:

- Parcela: La unidad de medida del área del contrato de riesgo compartido para exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Planimétricamente, corresponde a un cuadrado de cinco mil metros por lado y a una extensión total de 2.500 hectáreas (Has).
- Unidades de Trabajo: Las obligaciones de trabajo, expresadas en números, para las actividades de geofísica, magnetometría, gravimetría, perforación de pozos exploratorios y otras actividades exploratorias, que deberán ser ejecutadas por quienes participen con YPFB en un contrato de riesgo compartido.

Así mismo, mediante la Ley 1731, se modifica la definición de hidrocarburos, de la siguiente forma:

- “Hidrocarburos existentes”. Los hidrocarburos correspondientes a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la ley y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas en base a normas generalmente aceptadas en la industria petrolera.
- “Hidrocarburos nuevos”. Todos los hidrocarburos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.

Esta nueva definición, como se analizará en la parte tributaria, modifica las participaciones. En los hechos, si una reserva probada no está en producción, será considerada más tarde como hidrocarburo nuevo con un tratamiento tributario preferencial.

Por otra parte, se estipula que el área de un contrato de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos estará conformada por una o más parcelas, con una extensión máxima de 40 parcelas (100.000 Has) en las zonas tradicionales y de 400 parcelas (1.000.000 Has) en las zonas no tradicionales.

La Secretaria Nacional de Energía (S.N.E.) debe definir para la licitación de cada área nominada la valoración de adjudicación, considerando lo siguiente:

- Unidades de Trabajo para la primera fase obligatoria del período de exploración.
- Pago de un bono a la firma del contrato, con destino al Tesoro General de la Nación.
- Pago de una participación adicional con destino al Tesoro General de la Nación.
- Pago de una participación en las utilidades después de impuestos.

Los contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos no podrán exceder de un plazo de cuarenta años.

Las empresas adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúan de la libre comercialización los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPF. Estos volúmenes serán establecidos periódicamente por la Superintendencia de Hidrocarburos.

En este marco, las empresas productoras de crudo y condensado no están obligadas a satisfacer el mercado interno y exportar, como era antes la norma, el crudo excedentario. De no existir un acuerdo, cualquiera sea la circunstancia, entre productor y refinador (actualmente entre Privado y Estado), el mercado podría ser desabastecido.

Los productores de hidrocarburos tendrán el derecho de construir y operar nuevos ductos para el transporte de su propia producción y la de terceros, con excepción de

- Ser concesionarios ni participar en concesiones para la distribución de gas natural por redes.
- Ser concesionarios ni participar en la actividad de generación de electricidad.

Adicionalmente, los concesionarios para el transporte por ductos, además de las limitaciones anteriormente anotadas, no podrán ser compradores o vendedores de gas natural.

El transporte de hidrocarburos y derivados por ductos se rige por el principio de libre acceso. En consecuencia, toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida que exista capacidad disponible en el mismo. El plazo de las concesiones para transporte de hidrocarburos por ductos no podrá exceder de cuarenta años, mismo plazo de las concesiones para la distribución de gas natural por redes.

Los actuales contratistas de operación y de asociación con YPF podrán continuar bajo el régimen de dichos contratos hasta la finalización del plazo de los mismos, en cuyo caso les será aplicado el régimen tributario señalado en sus respectivos contratos.

Para asegurar el tratamiento equitativo de todos los productores para la exportación de gas bajo contratos pactados por YPF, se establecerá que estos productores participarán con el volumen y mercados disponibles en exceso de los niveles actualmente exportados, sobre la base de su capacidad instalada de producción y volúmenes de reservas probadas dedicadas a tal exportación. Una vez firmados los contratos correspondientes, el tratamiento equitativo anteriormente mencionado, se aplicará solamente a la capacidad adicional de los correspondientes volúmenes pactados.

Finalmente, se definen los siguientes corredores de exportación declarados de necesidad nacional:

1. Oleoducto Sica Sica - Arica (existente).
2. Proyecto de Gasoducto a la República de Chile.
3. Oleoducto Camiri - Yacuiba (existente).
4. Gasoducto Río Grande - Yacuiba (existente).
5. Proyecto de Gasoducto Vuelta Grande - Asunción.
6. Proyecto de Gasoducto Bolivia - Brasil (en ejecución).

5. La Regulación

El proceso de reforma busca generar mayor competencia y participación del sector privado en los sectores de petróleo y gas, estableciendo claramente la separación entre funciones reguladoras y empresariales del Estado.

La administración anterior ha promulgado las reglamentaciones de la Ley de Hidrocarburos, con la asistencia técnica del Banco Mundial, las mismas que se encuentran actualmente en un proceso intenso de revisión y adecuación.

En lo que se refiere a la competencia del sistema de regulación sectorial, la Ley de Hidrocarburos determina que toda la cadena de la industria queda sometida a las normas del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE).

El Superintendente de Hidrocarburos, tiene entre sus principios atribuciones y limitaciones específicas:

- Proteger los derechos de los consumidores.
- Requerir información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y para la elaboración y publicación de estadísticas.
- Verificar la información recibida en materia de costos de las diferentes actividades de la industria hidrocarburífera.

En este marco, el transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes será objeto de concesión administrativa, por tiempo limitado hasta de 40 años, en favor de personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, por la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)

De igual manera, la refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos, es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, mediante su registro en la Superintendencia de Hidrocarburos.

Por otra parte, cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá construir y operar ductos para el transporte de hidrocarburos o para la distribución de gas natural por redes, debiendo para el efecto obtener de la Superintendencia de Hidrocarburos la concesión administrativa correspondiente.

Finalmente, la distribución de gas natural por redes se define como un servicio público. Las concesiones se otorgarán mediante Licitación Pública, por la Superintendencia de Hidrocarburos, en coordinación con los Gobiernos Municipales.

Las concesiones de la industria sólo podrán ser declaradas caducas o revocadas por el Superintendente de Hidrocarburos por las siguientes causales:

- Cuando el concesionario no inicie o complete las obras o instalaciones en los plazos establecidos en la respectiva concesión.
- Cuando el concesionario no corrija su conducta luego de haber sido notificado por la Superintendencia de Hidrocarburos sobre la reiteración del incumplimiento de sus obligaciones establecidas en la respectiva concesión.
- Cuando el concesionario no permite el acceso abierto para el uso de sus ductos.
- Cuando existe un auto declaratorio de quiebra del concesionario.

Las personas individuales y colectivas, nacionales o extranjeras, que realicen las actividades de Transporte, Refinación e industrialización, y Distribución de gas natural por redes pagarán tasas, para cubrir el presupuesto de funcionamiento de la Superintendencia de Hidrocarburos.

6. El Nuevo Rol de YPFB

Finalizado el proceso de capitalización, YPFB tiene como objetivo la suscripción de contratos de riesgo compartido, la administración de los mismos y de aquellos de operación y de asociación que no fueran convertidos; así como la administración de los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República Argentina y con el Brasil.

La Unidad de Negociaciones y Contratos está encargada de administrar los contratos de riesgo compartido de exploración y producción, así como los contratos de exportación de gas natural a la Argentina y el Brasil.

En el caso del proyecto al Brasil, YPFB será quien consolide la producción de gas (Agregador) y seguirá como el responsable ante PETROBRAS por el suministro de los volúmenes contratados.

La Unidad de Refinación y Comercialización está encargada de producir los derivados como la gasolina, el GLP, kerosene, diesel oil, jet fuel, fuel oil, etc. y su distribución por poliductos a los centros de comercialización al por mayor.

Finalmente la Unidad de Servicios Petroleros, con los remanentes del proceso de capitalización, tiene la opción de prestar al sector privado servicios de exploración y perforación, a la fecha cuenta con 7 equipos de perforación y 6 de intervención.

Este sector está complementado por unidades de sísmica, tecnología petrolera, servicios aéreos y maestranzas.

Antes de la capitalización, YPF B como empresa integrada, tenía aproximadamente 5.200 empleados. A la fecha y con sus actividades notablemente reducidas, emplea a aproximadamente 3.200 personas, de las cuales 1.200 a 1.500 son consideradas supernumerarias.

Este hecho conlleva a la inviabilidad de YPF B, pues la Unidad de Servicios Petroleros, aunque tiene la mayor parte de sus equipos alquilados al sector privado, no puede generar los recursos suficientes para atender los requerimientos de salario de las más de 3.200 personas bajo su responsabilidad.

Para paliar esta situación, YPF B está evaluando la creación y transferencia a los supernumerarios, de Empresas de Emprendimiento, basadas en las unidades de Servicios Petroleros (⁵¹).

D. El Gasoducto Bolivia - Brasil

El 17 de febrero de 1993, se suscribió el Contrato de Compra-Venta de gas natural entre YPF B y PETROBRAS. De esta manera, se revirtió una dinámica de indecisiones que durante aproximadamente 20 años retrasó el proceso de integración energética más importante del Cono Sur y como consecuencia, la posibilidad del desarrollo a plenitud del potencial hidrocarburífero de Bolivia. Este significativo acontecimiento energético incluía por primera vez como interlocutor y contraparte de los esfuerzos bolivianos a PETROBRAS.

La dinamización de la industria de los hidrocarburos bolivianos al contar con un mercado importante y seguro por un período amplio de tiempo, permite garantizar por una parte, la producción de gas natural para la exportación y, por otra, incentivar la exploración e inversión de riesgo para asegurar el abastecimiento interno de hidrocarburos líquidos y generar excedentes para la exportación.

⁵¹ Ante la necesidad de reducir la planta laboral de YPF B, la empresa inició un ambicioso programa de conformar empresas en favor de los trabajadores retirados a partir de octubre de 1997.

En este contexto, se constituyeron nuevas empresas con actividades que anteriormente eran realizadas a través del propio YPF B. Cabe citar los ejemplos de Maestranzas (Pegaso SA), Ingeniería Civil (Fenix SA), Servicios Aéreos (SAPSA SA), Seguridad Industrial (Buhos SA) y Educación (Sararenda SA). Está prevista la constitución de otros emprendimientos adicionales en base a por lo menos 220 socios fundadores.

Adicionalmente, YPF B lanzó una licitación internacional para conformar una Sociedad Anónima Mixta (SAM) con el sector privado nacional o internacional, dedicada a ofrecer trabajos de perforación. Los equipos de actual propiedad de YPF B, corresponderán al 40% de la SAM. Se estima que la nueva empresa pueda absorber profesionales y mano de obra (más de 300 personas) para el desarrollo de sus trabajos. Es previsible que por la gran demanda de estos servicios en los próximos años, este tipo de empresa pueda generar fuentes de empleo permanentes. En el plazo de un año, se prevé el retiro de YPF B de la SAM, pudiendo en primera instancia adquirir los trabajadores parte o el total de la participación accionaria de YPF B.

El entorno bajo el cual se desarrollaron estas iniciativas, estuvo caracterizado por un marco legal propicio a través de la autarquía nacional del petróleo (YPFB) y del sector privado nacional e internacional.

Los contenidos más importantes del contrato suscrito entre YPFB y PETROBRAS estaban referidos a la capacidad del país de producir y exportar gas natural y en la demanda realizable de gas en el Brasil en ese momento, por lo que se estableció un volumen inicial de comercialización de ocho millones de metros cúbicos/día (MMM3D) que se incrementaría linealmente en un plazo de siete años hasta los 16 MMM3D.

En lo que se refiere al precio, se definió un valor inicial de 0.90 US\$/MMBTU en boca de gasoducto, el mismo que con una fórmula de ajuste y amortiguación permitía una rectificación continua de acuerdo al nivel de los precios de los combustibles a ser sustituidos. Este valor posibilitaba el ingreso competitivo del gas natural en el mercado brasileño con destino al sector industrial y de generación de electricidad, fundamentalmente.

La definición del precio a la entrada del ducto, tenía por propósito transferir el riesgo de la tarifa de transporte al comprador de gas, de tal manera que éste tenga el incentivo para encontrar el financiamiento más barato y asegurar la ejecución del proyecto al costo más bajo. En los hechos, esto explica la disposición de PETROBRAS de asegurar el financiamiento y garantizar la construcción de la obra bajo la modalidad "Llave en Mano", asumiendo gran parte del riesgo de eventuales escalamientos en el precio de la construcción y/o en el costo de los materiales.

Otro tema de fundamental trascendencia fue el de la definición de la ruta del gasoducto de Río Grande a San Pablo, pasando por Puerto Suárez y Campo Grande. Esta definición geopolítica permitirá energizar un tramo importante del principal corredor económico entre el Atlántico y el Pacífico, lo que, a su vez, se convertirá en el incentivo principal para ampliar la frontera agrícola y desarrollar el potencial minero del Precámbrico y El Mutún.

En el contrato se establecía, asimismo, la posibilidad de revisión de precios, acordándose mecanismos de revisión de precios y volúmenes en función al desarrollo del mercado.

Esta iniciativa tomaba ventaja de la definición estratégica del Brasil de incrementar la participación del gas natural hasta el 10% en su matriz energética. Adicionalmente, ya se preveía la demanda potencial que se generaría para satisfacer las necesidades de energía termoeléctrica futuras.

Esto es precisamente lo que permitió posteriormente a la administración del Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada mejorar el precio elevando la base de la fórmula del precio negociado en el contrato inicial y ampliar el volumen de venta hasta 30 millones de metros cúbicos/día para cubrir las necesidades de generación termoeléctrica, principalmente.

En lo que se refiere al tema del financiamiento, el contrato original preveía un plazo razonable de 18 meses hasta agosto de 1994, para concluir las gestiones de ingeniería financiera, sobre la base de una significativa participación de PETROBRAS que minimizase el riesgo financiero del ducto para Bolivia. El plazo establecido para la construcción del gasoducto preveía el inicio de operaciones durante el segundo semestre de 1996.

En el contexto anterior, las modificaciones introducidas en el último período, se refieren básicamente a la ampliación del diámetro del ducto a 32 pulgadas en su tramo principal de Río Grande a Campiñas, así como la ampliación de volúmenes hasta los 30 MMm3D.

El proyecto tendrá 16 estaciones de compresión y atenderá 29 city gates.

Así mismo, la composición accionaria, queda definida de la siguiente manera, incluyendo el resultado de la capitalización y la reforma en Bolivia:

Esquema Propietario

EMPRESA	TRAMO BOLIVIA	TRAMO BRASIL	TOTAL PROYECTO
Petrobras	9%	55%	46%
BTB	6%	25%	21%
AFP's (*)	25.5%	6%	9.9%
Enron Shell	59.5%	14%	23.1%
TOTAL	20%	80%	100%

Fuente: Ministerio de Desarrollo Económico, La Paz Bolivia, julio de 1997.

(*): Administradoras de Fondos de Pensiones, en representación de la propiedad de los ciudadanos bolivianos.

Las inversiones en el lado boliviano ascienden a los 460 MMUS\$, suma que incluye los costos físicos o hard costs (350 MMUS\$) y los soft costs o gastos de desarrollo, transacciones, honorarios y otros (110 MMUS\$).

Las fuentes de financiamiento para el lado boliviano se aprecia en el cuadro siguiente.

FUENTE	MONTO (MMUS\$)
PETROBRAS (Pago adelantado por las futuras tarifas de transporte)	280
PETROBRAS (Compra por una Opción Adicional de Transporte TCO)	81
APORTES PROPIOS	99
TOTAL	460

Fuente: Ministerio de Desarrollo Económico, La Paz Bolivia, julio de 1997.

Esta tabla muestra que el proyecto se viabilizó por el financiamiento comprometido de PETROBRAS y no por el aporte y cierre de financiamiento que debería ser efectuado por el socio estratégico ENRON.

A la fecha de preparación de este reporte, las obras del gasoducto en el lado boliviano ya fueron iniciadas y de acuerdo a los términos del contrato "Llave en Mano" suscrito con PETROBRAS, el ducto entrará en operación a partir de enero de 1999.

El precio básico anual durante el primer año contractual ha sido fijado en US\$ 0,95 por MMBTU, y se incrementará gradualmente hasta alcanzar US\$ 1,06 por MMBTU en el año veinte. Estos precios serán aplicados sólo para los volúmenes contratados de 8,0 a 16,0 MMm³/día, mientras que para volúmenes superiores el precio básico ha sido fijado en US\$ 1.20 por MMBTU, el cual será ajustado gradualmente con el mismo mecanismo del precio básico.

La tarifa por el servicio de transporte consiste en un pago fijo mensual por concepto de capacidad en firme y un pago mensual sobre el gas realmente transportado. El pago mensual sobre el gas realmente transportado se ha fijado en una tarifa de transporte que recuperará los costos variables de transporte y será ajustada anualmente en una tasa basada en el Índice de Precios al Consumidor en los EEUU. Para el lado boliviano el pago fijo mensual se ha basado en una tarifa de capacidad igual a US\$ 0,3256 por MMBTU por día (US\$ de 1996) y se incrementará a una tasa de 0,5% anual.

A pesar de que la distancia y la ubicación geográfica constituye un componente del costo de transporte, a efectos de crear un mercado inicial para el gas, el Gobierno brasileño decidió que el precio del gas natural para las concesionarias distribuidoras, correspondiente a los volúmenes contratados de 18.0 MMm³/día, será el mismo en cualquier "city-gate".

PETROBRAS firmó contratos con las empresas concesionarias, acordando la venta de gas en los diversos Estados, vendiendo prácticamente todo el volumen comprado a YPF. Ello permitiría cubrir los costos del gas y los cargos del transporte por el gasoducto, resultando en un precio para este combustible a nivel de cualquier "city-gate" de alrededor de US\$ 2,4852/MMBTU más los gastos de operación.

Además, en los primeros cinco años, se vinculará el precio city-gate al precio de fuel oil de alto contenido de azufre, que constituye el principal competidor del gas natural. Esto proveerá a las distribuidoras una protección inicial contra posibles manipulaciones en el precio del fuel - oil. Este enfoque es similar a su actual política para los precios de los derivados del petróleo, los cuales son únicos a nivel de refinería.

Por otro lado, la capacidad del gasoducto permitirá transportar importantes volúmenes adicionales a los actualmente contratados, para los cuales no deberá necesariamente permanecer la igualdad de precios en los "city-gates". En consecuencia, la situación de precios actual podría modificarse para los volúmenes totales transportados en el futuro por el gasoducto.

Dado que la tarifa de transporte de gas ha sido preestablecida, la generación de ganancias del Proyecto dependerá, principalmente, de la precisión con la que se haya estimado el nivel de costos (y la posibilidad de alcanzar "completion") y de sus costos operativos posteriores una vez iniciada la operación comercial del mismo. De igual forma, los flujos de caja de el proyecto son sumamente sensibles al costo de las fuentes de financiamiento.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) nominal del proyecto sin financiamiento es de 12,89% y el Valor Presente Neto (VPN) descontado al 6% es de US\$ 950 millones. La Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF), incluyendo financiamiento, asciende a un 20%.

E. El Nuevo Proceso

1. Inversiones y Crecimiento

Con la capitalización de YPF, la entrada de empresas internacionales especializadas en el área de hidrocarburos y ante la apertura de un mercado de la magnitud del brasileño, se tiene asegurado que las empresas petroleras privadas en Bolivia cumplirán un agresivo y efectivo programa para acceder cada una con la mayor porcentualidad de producción a la exportación. Para ello, se incentivará notablemente la conversión gradual de las reservas estimadas como "probables y posibles" en reservas probadas y por otra parte se adelantará intensamente la actividad exploratoria en el desarrollo de nuevos campos para atender la demanda creada por el gasoducto.

Con el fin de verificar el nivel de reservas existentes en Bolivia, se contrató a Netherland, Sewell and Associates, Inc. (NSAI). El estudio evalúa el volumen, condiciones de extracción y la viabilidad financiera de extraer las reservas al 1 de Enero de 1996, en 33 de los principales campos en Bolivia que representan el 95% de las reservas de gas conocidas.

Los resultados de dicha actualización se muestran en el cuadro a continuación:

RESERVAS ESTIMADAS DE GAS EN BOLIVIA (ENERO DE 1996)

RESERVA	TRILLONES DE PIES CÚBICOS (TPC)	BILLONES DE METROS CÚBICOS (BMC)
PROBADA	3.29	93.6
PROBABLE	1.78	50.3
POSIBLE	1.26	35.7
TOTALES	6.33	179.6

Fuente: Auditadas por Netherland, Sewell & Associates, INC.

El total de gas requerido para atender los suministros pactados con Brasil durante los próximos 20 años es de 118,8 BMC.

RESERVAS NACIONALES DE HIDROCARBUROS (Al 1ro. de Enero de 1997)

	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES
Petróleo/Condensado (MMBbl)	116,09	84,82	110,21	311,12
Gas Natural (BMC)	106,24	54,94	116,80	277,98

Fuente: YPF, diciembre de 1997

Es importante señalar la importancia del esfuerzo de exploración y desarrollo de campos para incorporar al nivel de reservas probadas, los anteriores estimados de reservas posibles y probables, con cuyo volumen se podría satisfacer con gas boliviano, los requerimientos comprometidos con el Brasil.

Si además del nivel de reservas estimadas se considera la logística y el tiempo requeridos para el suministro y entrega real de los volúmenes de gas, tenemos que: (i) las reservas probadas podrían atender la totalidad de los suministros anuales pactados durante un periodo de 6 años y en

los siguientes 8 años atenderían entre un 80% en el año 7 y un 16% en el año 14 y (ii) si todas las reservas estimadas como “probables y posibles” se convirtiesen en “probadas” en los próximos años, los suministros anuales pactados se podrían atender durante un periodo de 13 años y en los 7 años restantes se atendería entre un 96% en el año 14 y un 37% en el año 20.

Para poder cumplir y mejorar lo anterior, y de ser posible sin recurrir a producciones fuera de las bolivianas, el sector privado ha mostrado un marcado interés en desarrollar el potencial hidrocarburífero boliviano.

En efecto, además de los recursos de la capitalización que serán utilizados por las capitalizadoras Chaco (306,6 MMUS\$) y Andina (264,7 MMUS\$), de acuerdo a lo estipulado por la Ley de Hidrocarburos, se dispondrán de los siguientes recursos, provenientes del proceso de nominación y licitación de nuevas áreas:

INVERSIÓN EN TRABAJOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
Sector Petrolero Boliviano (En MMUS\$)

Empresa	País de origen	Bloques	Departamento	Unidades Trabajo	Inversión (MMUS\$)
1. Orca	Canadá	Pando Norte *	Pando	723	3,6
2. Repsol	España	Tuichi *	Norte La Paz	721	3,6
3. Repsol	España	Rurrenabaque*	Norte La Paz	581	2,9
4. Pluspetrol	Argentina	Río Seco	Beni	6.288	31,4
5. Bridas	Argentina	El Dorado	Santa Cruz	11.502	57,5
6. Pluspetrol	Argentina	San Isidro	Santa Cruz	8.176	40,8
7. Pluspetrol	Argentina	Arenales	Santa Cruz	3.064	15,3
8. Ding Wong	Corea	Bañados	Santa Cruz	3.200	16,0
9. Bridas	Argentina	Ustárez *	Santa Cruz	1.759	8,7
10. Tecpetrol	Argentina	Ipatí	Santa Cruz	3.523	17,6
11. Petrobras	Brasil	Iñau	Chuquisaca	1.490	7,4
12. Pluspetrol	Argentina	Entre Ríos *	Chuq. - Tarija	5.344	26,7
13. Pluspetrol	Argentina	O'Connor H. *	Tarija	5.488	27,4
14. Repsol	España	Pilcomayo *	Tarija	3.301	18,0
15. Pluspetrol	Argentina	Yacuiba	Tarija	9.016	45,0
16. Tecpetrol	Argentina	Campero Oeste*	Tarija	256	1,2
Total					323,6

Fuente: Presentación de Propuestas. C/unidad de trabajo: US\$ 5.000 (*) Área no tradicional.

Es importante señalar que esta licitación se realizó después de la capitalización y una vez iniciada la obra del gasoducto al Brasil.

De las 16 ofertas privadas ganadoras, 10 son argentinas, aspecto que sumado a la presencia de Andina con socios del mismo origen, marcan una acentuada presencia en el país.

Las áreas adjudicadas ocupan una extensión de 5 millones de hectáreas, 8 bloques están situados en el Área no tradicional con una superficie de 4,4 millones de hectáreas.

Es interesante resaltar que el monto de la licitación alcanza a los 323,6 MMUS\$, equivalentes al 57% de la capitalización del Upstream de YPFB⁽⁵²⁾.

Esto demuestra que lo que verdaderamente incentiva la inversión, es la certeza de un mercado como el brasileño.

En el siguiente cuadro se estiman los ingresos de la venta de gas al Brasil, durante los primeros 7 años de operación.

INGRESOS ESTIMADOS POR EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL AL BRASIL						
Año	V* Contractual (MMm3D)	V* Adicional (MMm3D)	V* Nuevo Perfil (MMm3D)	Ingresos Contractual (MMUS\$)	Ingresos Adicional (MMUS\$)	Ingresos Total Anual (MMUS\$)
1999	8.00	0.00	8.00	124.75	0.00	124.75
2000	9.10	8.10	17.20	141.91	140.35	282.25
2001	10.30	14.20	24.50	160.62	246.04	406.66
2002	11.40	16.60	28.00	177.77	287.62	465.40
2003	12.60	17.40	30.00	196.48	301.48	497.97
2004	13.70	16.30	30.00	213.64	282.43	496.06
2005	14.90	15.10	30.00	232.35	261.63	493.98
TOTAL				1.247.52	1.519.55	2.767.07

Fuente: Ministerio de Desarrollo Económico, La Paz Bolivia, julio de 1997.

La operación se inicia con 8 MMm3D para alcanzar su nivel máximo de 30 MMm3D a partir del 5 año de servicio. El ingreso para este período asciende a los 2.767 MMUS\$ a un promedio anual de 395 MMUS\$.

Los efectos del proyecto son significativos en particular para la economía boliviana debido a la magnitud de los recursos que afectan el perfil de la balanza de pagos. En el caso de Brasil, el impacto también es interesante en la medida que contribuye a una racionalización de costos en las industrias que consumirán carburantes y energía, además de posibilitar la generación termoeléctrica. La expectativa es que se genere un incremento en productividad y una racionalización de los costos de producción. A nivel del consumo, se esperaría la sustitución de un carburante de menor costo, lo que podría significar una mayor capacidad de adquisición de bienes para un mismo nivel de ingreso.

Se debe señalar que durante los últimos años, la relación Reservas / Producción boliviana ha mostrado tendencia a la caída como reflejo de la desaceleración en las inversiones de riesgo como consecuencia de una menor asignación de recursos públicos a las actividades productivas.

⁵² A tiempo de cerrar la elaboración de este estudio, la licitación de 4 campos menores de YPFB (Monteagudo - Maxus, Naranjillos - Shamrock, Tatarenda y Warnes - Panandean) arrojó un compromiso de inversión del sector privado del orden de los 125 MMUS\$.

La caída de este índice también implicó desbalance en el aprovisionamiento interno de hidrocarburos. Por otra parte, las menores inversiones en exploración y explotación, condujeron a períodos de déficit en líquidos y/o excesos de gas natural que fueron quemados o venteados. Se tiene que recurrir a la importación de algunas fracciones, como el diesel, afectando la balanza de pagos y disponibilidad de divisas.

La inversión debería permitir incrementar las reservas y producción de líquidos y gas natural, con destino a generar en el primer caso excedentes exportables y, en el segundo garantizar los volúmenes de gas comprometidos con el Brasil.

Adicionalmente, el proyecto del gasoducto atrae capital adicional en calidad de inversión. Cifras oficiales preparadas por UDAPE señalan un incremento marginal de US\$ 460 millones de inversión en el sector para el período 1996-1998. El efecto cascada de esta inversión beneficiará a sectores relacionados con la construcción del gasoducto: transportes, comercio, industria, servicios y construcción. Las estimaciones oficiales señalan que el impacto agregado sobre el producto podría traducirse en un punto porcentual adicional durante los dos primeros años de inversión, con un potencial mayor futuro dependiendo de la evolución de las exportaciones de gas.

En términos de la inversión total respecto al producto interno bruto, la cifras oficiales estiman que el proyecto podría determinar una tasa global de inversión incrementada en 2.8%. Así, para los siete años posteriores al inicio de la construcción del proyecto se podría observar el siguiente comportamiento:

INVERSIÓN TOTAL COMO (%) DEL PIB

AÑO	SIN GASODUCTO	CON GASODUCTO
1	16.30	17.60
2	17.90	20.40
3	17.10	19.30
4	16.80	18.50
5	15.20	18.50
6	15.10	18.60
7	13.90	19.10
Promedio	16.04	18.86

Fuente: UDAPE: Unidad de Análisis de Políticas Económicas. Ministerio de Desarrollo Económico, 1997.

Respecto a la dinámica que el proyecto generaría para toda la economía, las cifras oficiales señalan que el PIB con gasoducto se situaría en 1.3% sobre las proyecciones sin gasoducto. Así, la expansión económica en los años de ejecución del proyecto y durante los primeros años de operación se reflejaría según el siguiente cuadro:

EVOLUCIÓN DEL PIB REAL (%) Y PER CAPITA (US\$)

AÑO	SIN GASODUCTO (PIB REAL)	CON GASODUCTO (PIB REAL)	SIN GASODUCTO (PIB/HAB.)	CON GASODUCTO (PIB/HAB.)
1	4.40	4.80	857.1	889.3
2	5.40	6.40	885.3	908.0
3	5.40	6.40	915.2	948.5
4	5.50	6.50	942.4	992.3
5	5.10	6.60	971.4	1,041.0
6	5.20	6.90	998.4	1,097.7
7	4.90	6.90		
Promedio	5.13	6.41	928.3	979.5

Fuente: UDAPE: Unidad de Análisis de Políticas Económicas. Ministerio de Desarrollo Económico, 1997.

Según las estimaciones, el efecto de esta mayor expansión en el producto podría traducirse en un incremento promedio de 5.5%, en el ingreso per capita, para los primeros seis años luego de iniciadas las obras. Cabe señalar que esta misma evolución se traduce en un incremento de casi 10% en el ingreso per capita hacia el final de la estimación.

Otra variable sobre la que el proyecto tendrá un impacto importante es el saldo comercial de la balanza de pagos. En el periodo de inversión y desarrollo del proyecto, se espera un deterioro en la balanza comercial; este efecto estará asociado a la compra de bienes de capital y materiales para la ejecución del proyecto. Sin embargo, luego de concluida la construcción del gasoducto, el efecto sería el opuesto. Las importaciones adicionales asociadas al proyecto terminan y se inician las exportaciones de gas con una tendencia creciente en volumen.

EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT EN CUENTA CORRIENTE (% DEL PIB)

AÑO	SIN GASODUCTO	CON GASODUCTO
1	8.80	8.90
2	7.80	9.70
3	8.60	8.70
4	10.0	8.60
5	10.0	8.50
6	9.20	7.50
7	8.90	7.00
Promedio	9.04	8.41

Fuente: UDAPE: Unidad de Análisis de Políticas Económicas. Ministerio de Desarrollo Económico, 1997.

En efecto, los primeros tres años del proyecto, se estima un mayor déficit en el escenario con gasoducto. Sin embargo, para el cuarto y quinto año, se prevé una diferencia de hasta 1.5% del PIB en el saldo de cuenta corriente.

En cuanto al empleo ha generarse, se estima en 7.300 puestos durante el período de ejecución.

En el campo específico de las exportaciones, con un volumen 30 MMm³/día, el valor de las exportaciones de gas anuales podría situarse en aproximadamente US\$ 490 millones. Con este resultado, las exportaciones de hidrocarburos pasarían de una participación inferior al 10% a una participación cercana al 35% del total exportado por el país. El efecto comercial del proyecto se resume en la reversión del saldo comercial con el Brasil; al presente, la balanza comercial entre los dos países muestra un déficit de cerca de US\$ 155 millones para Bolivia, mientras que el proyecto podría determinar un superávit en favor del país en un monto que podría fluctuar entre un déficit el primer año de operación de US\$ 31 a un superávit de 330 millones cuando el ducto ocupe su nivel máximo de transporte, manteniéndose el actual nivel de importaciones.

2. La Política de Tarifas y Precios

Las tarifas para el transporte por ductos de hidrocarburos y sus derivados y para la distribución de gas natural por redes, deberán ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos bajo los siguientes principios:

- Asegurar el costo más bajo a los usuarios del sistema de transporte de hidrocarburos y sus derivados y de la distribución de gas natural por redes, precautelando la seguridad y continuidad en el servicio.
- Permitir a los concesionarios, bajo una administración racional y prudente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus gastos y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su patrimonio neto.
- Incentivar a los concesionarios para que puedan mejorar la eficiencia de sus operaciones.

El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad.

Para los sectores de refinación, GLP de plantas, comercialización de gas natural y derivados, el Estado mediante el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), fijará precios máximos para el mercado interno por un plazo inicial de cinco años, conforme a Reglamento. El plazo mencionado podrá ser prorrogado de acuerdo al comportamiento de dicho mercado.

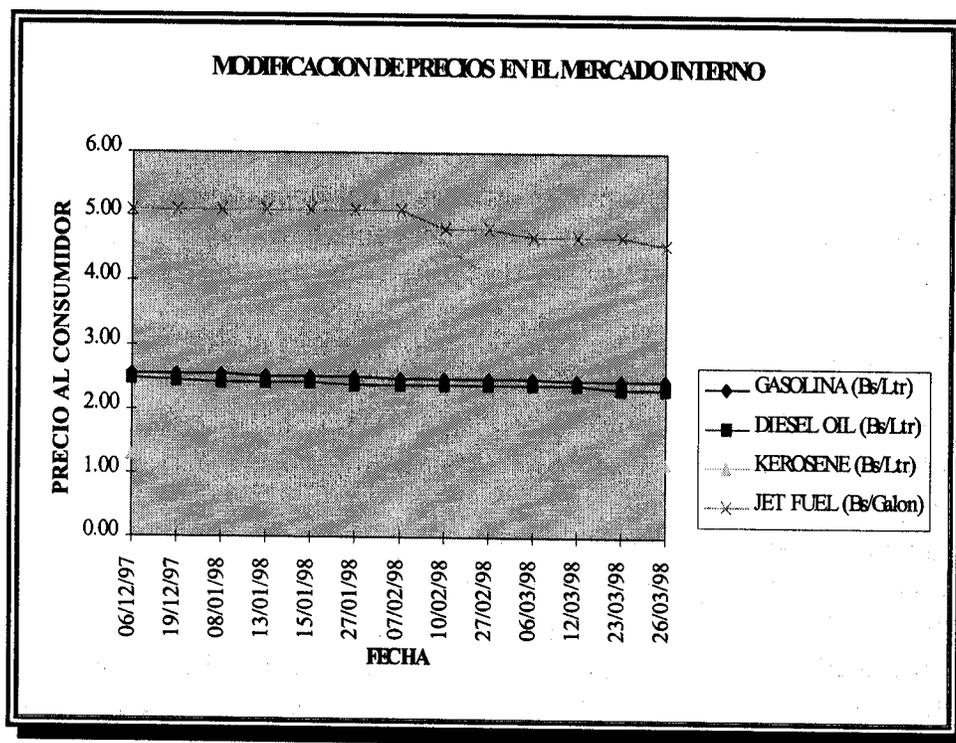
La valoración contemplará, los precios de petróleo en boca de pozo; Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad y; Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad.

Entre las últimas medidas administrativas del Presidente Sánchez de Lozada, se encuentra la dictación el 4 de agosto de 1997 del Decreto Supremo DS 24804 referido a la aprobación del Reglamento sobre el Régimen de Precios de los Productos del Petróleo, como complemento del Art. 81 de la Ley de Hidrocarburos en cuanto a la fijación de los precios de los hidrocarburos líquidos en el mercado interno, por un período inicial de al menos 5 años.

Este DS establece mecanismos y disposiciones tendientes a impulsar la desregulación de los precios, así como a incentivar una mayor participación al sector privado, con la finalidad de

que los precios reflejen las fuerzas del mercado y que en teoría eviten discrecionalidades provenientes de presiones regionales, económicas y sociales.

En una primera fase, el reglamento establece los productos sujetos a regulación (gasolinas, kerosene, jet fuel, diesel oil y fuel oil), mientras que las grasa y aceites deben ofertarse en base a la calidad, precio y servicio. La variación de precios se puede observar en el gráfico siguiente.



Fuente: SIRESE, calculado a partir de D. S. 24804, Agosto de 1997.

La fijación de precios se realiza en base al Reglamento sobre el régimen de precios aprobado mediante Decreto Supremo DS 24914 del 5 de diciembre de 1997, el cual establece una metodología para el cálculo de precios en el mercado boliviano, sobre la base de las variaciones de más o menos (+/-) el 5% en los últimos 90 días de las cotizaciones internacionales.

Esta reglamentación que tiende a igualar los precios nacionales con los internacionales, con excepción del GLP que continúa subvencionado, se puso en ejecución cuando las cotizaciones del petróleo y sus derivados tendía a la baja.

En efecto, al cumplirse el comportamiento de variación en (+/-) el 5% de la cotización internacional, la Superintendencia de Hidrocarburos modificó automáticamente los precios en el mercado interno, situación que se refleja en la gráfica anterior. El precio del GLP disminuyó de 16 a 14 bolivianos por garrafa de 10Kg.. El precio al consumidor final de la gasolina especial de 82 octanos disminuyó de 2.56 a 2.44 bolivianos por litro. En el caso del diesel oil, el precio cayó de 2.50 a 2.32 bolivianos por litro.

Desde diciembre de 1997 a fines de marzo de 1998, se registraron 37 modificaciones en los precios, todas ellas de rebaja.

En el futuro este comportamiento puede revertirse ante una probable recuperación de los precios internacionales. Cuando se dé una variación del 5% en los mismos, la Superintendencia de Hidrocarburos procederá al incremento de los precios en el mercado nacional.

3. Los Efectos Fiscales

En el marco de la legislación anterior a la Reforma, el régimen tributario establecía la aplicación de una regalía departamental del 11% y una regalía nacional compensatoria del 1% sobre la producción del petróleo, exportación de gas natural, gas natural (materia prima), ventas internas y consumo propio de gas natural, así como la aplicación del impuesto del 19% (dentro del 65% sobre ventas) con referencia a las mismas operaciones anteriores, además de los impuestos del IVA y transacciones, de acuerdo a la Ley 843 (Reforma Tributaria) de 20 de mayo de 1986.

A partir de la reforma y con la nueva Ley de Hidrocarburos, se determina que la participación de YPF y las regalías correspondientes sean:

- Una regalía equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando.
- Una participación en favor de YPF del seis por ciento (6%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado de YPF para la administración de los contratos.

Así mismo, se crea una Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos existentes, que se liquidará y abonará mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.

A la valoración se deducirá el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos la que regule las tarifas correspondientes.

Para efectos tributarios, la producción resultante de las actividades de exploración, explotación y comercialización actualmente a cargo de YPF, se divide en la producción de campos marginales, de campos no marginales únicamente para sus hidrocarburos nuevos, y de campos resultantes de las áreas en exploración, que tributarán:

- Al Tesoro General de la Nación el seis por ciento (6%) deducido el monto necesario para cubrir el Presupuesto aprobado de YPF; y

- Los demás impuestos señalados por Ley (IVA, transacciones, utilidad).

En el caso de la explotación de campos no marginales que, además de los montos señalados anteriormente, para los hidrocarburos existentes tributarán:

Una participación nacional del diecinueve por ciento (19%) calculada sobre el valor de la producción fiscalizada, que se pagará al Tesoro General de la Nación.

Los pagos realizados por concepto del Impuesto a las Utilidades de las Empresas y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, atribuibles a los hidrocarburos existentes, son acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos existentes.

Posteriormente en noviembre de 1996, se promulgó la Ley 1731 referida a Ajustes y Modificaciones a la Ley 843 de Reforma Tributaria y la Ley 1689 de Hidrocarburos.

En lo que se refiere a los impuestos sobre las utilidades de las empresas se establece que la utilidad neta anual resultante directamente de actividades extractivas de recursos naturales no renovables está gravada por una alícuota adicional del 25% que se aplicará previa deducción de los siguientes conceptos:

- Un porcentaje variable a elección del contribuyente, de hasta el 33% de las inversiones acumuladas en exploración, desarrollo, explotación, beneficio y en protección ambiental, directamente relacionada con dichas actividades, que se realicen en el país a partir de la Gestión Fiscal 1991. Esta deducción se utilizará en un monto máximo equivalente al 100% de dichas inversiones.
- El 45% de los ingresos netos obtenidos por cada operación extractiva de recursos naturales no renovables durante la gestión que se declara.

Para las empresas productoras de hidrocarburos, los ingresos netos por cada operación extractiva son el valor de la producción en boca de pozo por cada campo hidrocarburífero.

Esta deducción tiene como límite un monto anual de Bs. 250.000.000.- por cada operación extractiva. Este monto se actualizará anualmente según la variación del tipo de cambio del dólar más la tasa de inflación de los Estados Unidos.

Las deducciones establecidas anteriormente son independientes de las que se hubieran realizado al momento de liquidar la utilidad neta de la empresa.

Las empresas petroleras obligadas al pago de la participación nacional establecida en la Ley de Hidrocarburos, podrán acreditar como pago a cuenta de esta participación la diferencia resultante de cualquier incremento que pudiera establecerse en el futuro en la base de cálculo y/o en la alícuota del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas.

En lo que se refiere al gasoducto al Brasil, se espera también un efecto sobre las cuentas fiscales; en un principio se anticipa la exención de impuestos por el Gravamen Arancelario Consolidado (GAC), IVA e IT (impuesto a las transacciones) para las importaciones relacionadas al proyecto. Estas exenciones significarán para el Tesoro dejar de recaudar derechos que emergen de la actividad del proyecto. Todo este tratamiento impositivo está acordado a efectos equiparar el tratamiento con el lado brasileño.

Sin embargo, durante la fase de operación, los ingresos fiscales se verán incrementados por el impacto del Impuesto sobre las Utilidades. En efecto, la empresa transportadora deberá pagar al fisco la alícuota correspondiente a este gravamen. A partir del año 2000 los ingresos del Tesoro podrían incrementarse en aproximadamente US\$ 20 millones, solamente por concepto de actividades directamente relacionadas al gasoducto.

4. Evaluación Ambiental y Social

La evaluación debe hacerse necesariamente tomando el proyecto del gasoducto al Brasil como motivador y generador de un nuevo contexto.

El proyecto ha sido escogido por los organismos internacionales como un ejemplo de desarrollo sostenible coordinado entre las entidades financiadoras, los gobiernos y los ejecutores, como seguimiento efectivo a los mandatos de la Cumbre Hemisférica de Desarrollo Sostenible..

En este contexto, el BID, el BM, el IFC y la CAF han conformado un equipo de proyecto para coordinar las acciones ambientales y sociales que acompañan al proyecto en toda su integridad. Independientemente del tramo a ser financiado por cada entidad, se decidió asumir el proyecto como uno solo de forma “integral”, en el que se deberá cumplir con los mismos términos de referencia ambientales y sociales en toda su extensión.

El Estudio de Impacto Ambiental para Bolivia fue contratado a la firma Dames & Moore y evaluado por el grupo coordinador decidiendo que se deberían realizar los siguientes planes y estudios adicionales:

- Un Plan Ambiental concreto, coordinado para el gasoducto con especificaciones que incluyan:
 1. un diseño detallado de todas las medidas mitigadoras previstas;
 2. una descripción del esquema institucional a ser utilizado en la implantación de dichas medidas, especificando las responsabilidades de cada una de las entidades;
 3. un cronograma físico - financiero compatibilizado con el cronograma general de obras; y
 4. un presupuesto detallado de todas las medidas previstas, especificando las entidades responsables para cubrir los costos.
- Un Plan de Desarrollo Indígena en el área de influencia del gasoducto para el lado Boliviano, con el fin de asegurar a efectos adversos a los pueblos indígenas como consecuencia de la implantación del proyecto. Así mismo, con el fin de asegurar que los beneficios del proyecto sean compatibles con la cultura de los pueblos indígenas.
- La preparación de un Análisis Ambiental Estratégico del gasoducto, en el que se analicen los potenciales impactos de:
 1. las actividades futuras de exploración y explotación de gas en Bolivia;
 2. los efectos de proyectos colaterales al gasoducto; y
 3. la construcción de ramales y redes de distribución de gas.

El proyecto tendrá impactos ambientales y sociales dada la magnitud y extensión de la obra. En este contexto se tendrán que minimizar los impactos directos de la obra y compensar con

planes ambientales y sociales que promuevan el desarrollo sostenible en el área de influencia del proyecto.

Los impactos fueron tenidos en cuenta en la etapa de diseño de la obra en donde se escogió el recorrido del gasoducto por las áreas de menos impacto ambiental y social. Es así como por ejemplo, el gasoducto pasará paralelo a una carretera ya construida en la zona del Pantanal, minimizando así los impactos ambientales.

Por otra parte, como se detalló en el capítulo pertinente, todas las actividades hidrocarburíferas deberán enmarcarse en la Ley del Medio Ambiente y sus reglamentaciones, así como en las normas específicas del sector.

F. El Desarrollo de la Integración

El desarrollo a plenitud del potencial hidrocarburífero boliviano motivará que el país se constituya en los hechos, en el corazón de la integración energética gasífera del Cono Sur.

El nuevo gasoducto al Brasil, así como los existentes dentro Bolivia y el de exportación a la Argentina, constituyen la red más importante para el comercio gasífero en esta región.

Cuando la demanda en Brasil exceda la oferta boliviana, o se vea por conveniente construir gasoductos al norte de Chile y a Asunción del Paraguay, se cuenta con una fuente potencial de gas natural de los campos localizados en el noreste de Argentina.

Trabajos llevados a cabo por PETROBRAS muestran que las reservas existentes en esa parte de Argentina son de 79 BMC, más un adicional de 184 BMC de reservas potenciales en campos aún bajo exploración. Estos volúmenes de gas podrían ser transportados por el gasoducto Bolivia- Brasil al mercado brasileño con sólo invertir el flujo por el gasoducto existente en la actualidad. Los estudios realizados indican que un volumen de 4,0 a 6,0 MMm³/día de gas natural del nor-oeste argentino podría ser incorporado, para ser transportado al mercado brasileño a precios competitivos.

Una fuente potencial a más largo plazo podría estar en la posibilidad de transportar gas de los campos de Camisea en el Perú, a través del gasoducto, hasta el mercado brasileño. Aunque estos campos, se encuentran a gran distancia y recién se están llevando a cabo los estudios para la extracción del gas, se estima que contienen reservas por 300 BMC, lo cual haría viable la construcción de un gasoducto que uniera estos campos con la red de exportación.

V. USO RACIONAL DE ENERGÍA

A. Antecedentes

De lograrse los objetivos de las medidas establecidas por el gobierno en el plano de la capitalización y el incremento de la inversión privada, se estima tener niveles de crecimiento del Producto Interno Bruto superiores al 5% anual en los próximos 3 años. Como consecuencia, es previsible que se incrementarán los niveles de consumo de energía en el conjunto de los sectores; al mismo tiempo, satisfacer la demanda requerirá de grandes inversiones en el sector energético. Las mismas, pueden ser enfrentadas, en parte, con una política adecuada que promueva e incentive el uso eficiente de energía.

Considerando una economía que tiende a la globalización de los mercados y la anulación de formas de protección, los diferentes sectores económicos, particularmente el sector industrial deberá orientarse a lograr mayores niveles de competitividad y eficiencia. Por tanto alcanzar mejores niveles de eficiencia en el uso de energía junto a la actualización tecnológica, significarán un elemento clave que permita su inserción en los mercados internacionales y su permanencia en los mercados nacionales.

Desde el punto de vista del desarrollo sostenible y el cuidado del medio ambiente, es imperativo lograr que las emisiones de CO₂ se mantengan en niveles permisibles. En este campo, Bolivia ha adquirido compromisos internacionales como la subscripción de las resoluciones de la Cumbre de Río en 1992, y los del Panel Internacional sobre Cambios Climáticos, los mismos que deben ser cumplidos a través de acciones concretas. En este sentido, el uso racional de energía y la eficiencia energética se constituye también en herramientas que coadyuvaran a cumplir con los compromisos ambientales adquiridos.

En este contexto, el gobierno de Bolivia pretende desarrollar un proceso de largo aliento que permita al país el uso eficiente de sus recursos energéticos así como el estímulo para el desarrollo y usos de fuentes alternativas de energía, mitigando, de esta manera, los efectos sobre el medio ambiente y buscando un uso más racional de los recursos de inversión destinados al sector energético. Este proceso se inscribe dentro del conjunto de reformas estructurales que se están implementando en el país.

Sin embargo, para lograr el desarrollo del uso racional de la energía en el país, se debe considerar que los efectos de una política de eficiencia energética no son visibles en el corto plazo y, que es necesario establecer en el país una capacidad institucional y técnica que permita hacer frente a la creciente demanda de energía de manera sostenible.

La Secretaría Nacional de Energía, a partir de 1995 ha iniciado acciones sobre eficiencia energética con apoyo del Programa ESMAP del Banco Mundial, bajo la forma de un Programa.

El Programa de Eficiencia Energética ha presentado a fines de 1996 la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética. A partir de ésta se han iniciado labores calificadas de piloto, que buscan

desarrollar capacidades locales, experiencias técnicas que muestren la viabilidad técnica y financiera de la eficiencia energética así como construir un marco legal e institucional para el desarrollo de estas actividades.

B. Análisis Sectorial

Como ya se describió en capítulos anteriores, el consumo de energía por sectores por orden de importancia a 1995 (⁵³) fueron:

- transporte con una participación del 37.8%,
- doméstico, comercial y público con 35.6%,
- industrial con 23.5%,
- minería y metalurgia con un 1.6%,
- agropecuario con 0.2%, y
- otros con un agregado de 1.2%.

Esta primera visión permite ver la importancia de analizar por lo menos la forma de consumo de energía en los tres principales sectores como son el transporte, doméstico e industrial, quienes detentan el 96.9% del consumo total de energía.

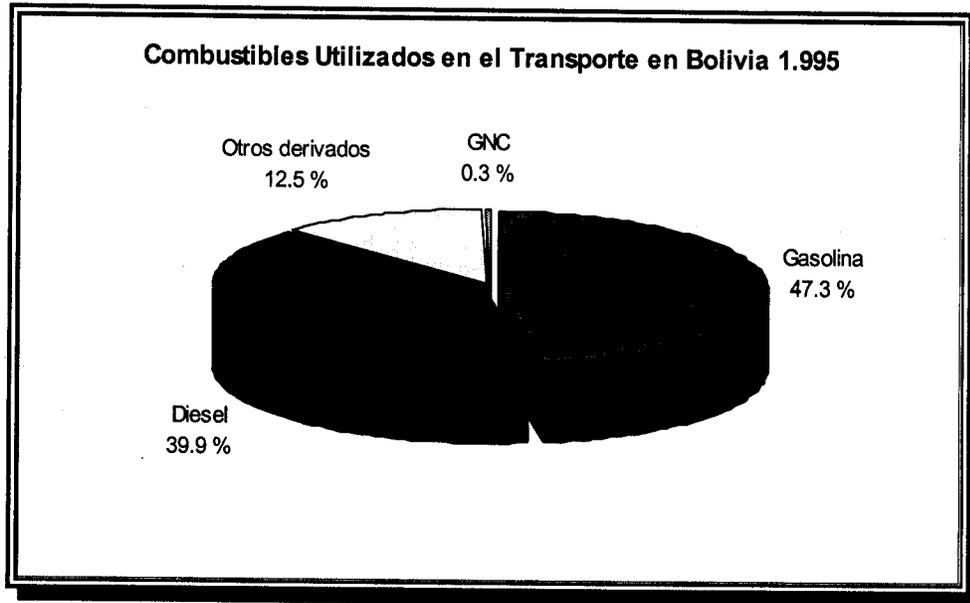
De estos tres sectores, por lo menos dos de ellos, el transporte y la industria, tienen en la energía uno de sus principales insumos para la generación de valor y, medidas de eficiencia energética podrían incrementar su competitividad de manera relevante. Esto no descarta el análisis del sector doméstico comercial y tampoco de otros como el minero metalúrgico, este último considerado energointensivo.

1. El Sector Transporte Público

A 1994, el parque automotor nacional alcanzaba casi 380.000 vehículos, de los cuales un 85% se concentraba en las tres principales ciudades del país (La Paz, Cochabamba y Santa Cruz). De este parque 90.000 unidades (23%) constituían el transporte público.

Los energéticos que consume el sector transporte se concentran en gasolina y diesel en forma mayoritaria, seguidos por otros derivados del petróleo, especialmente Jet Fuel, y finalmente el Gas Natural Comprimido en una participación mínima. Este último energético, dentro de una política de sustitución de combustibles se convierte en una alternativa para incrementar el uso racional de energéticos en el sector.

⁵³ Balances de Energía. 1996 SNE



Fuente: Dirección General de Hidrocarburos. 1994

Un metro cúbico de GNC es equivalente a un litro de gasolina y su precio es inferior en un 50% por ciento. Es decir que por la misma cantidad de energía se paga solamente la mitad. Se estima ⁽⁵⁴⁾ que para 1997 el parque automotor susceptible de transformación para utilizar GNC alcance a 40.000 unidades ⁽⁵⁵⁾, en condiciones económicamente ventajosas ⁽⁵⁶⁾

En cuanto a su distribución, al haberse aprobado el reglamento de GNC, se tiene el marco legal y técnico que asegura el inicio de un proceso de implementación de estaciones distribuidoras y surtidores de GNC en todo el país, aunque este desafío esta vez se encuentra en las manos del sector privado. Se debe considerar que el GNC es el combustible más limpio de que se dispone en este momento y que en la producción de energía comercial el Gas Natural ocupa el primer lugar.

Sin embargo, la introducción del GNC en el transporte no avanza, los vehículos convertidos son alrededor de un millar en todo el país, arrojando una tasa de penetración sobre el universo posible de utilización del 2.5%.

⁵⁴ Posibilidades de Introducción del GNC en el Transporte Público de Cochabamba. ENERGÉTICA - LIDEMA 1996

⁵⁵ Para 1992 el parque automotor alcanzaba 350.000 vehículos. Aproximadamente 65.000 unidades eran de servicio público, de estos un 50% eran susceptibles de conversión. Este universo equivalente casi al 10% del parque automotor nacional consumía 30% de la gasolina (a precios internacionales casi 25 millones de \$US/año). ENERGÉTICA - LIDEMA 1996

⁵⁶ El costo de conversión de un automóvil a GNC es en promedio de \$US 1500. En general el propio equipo de conversión se puede pagar a si mismo con los ahorros que genera, con tasas de préstamo de mercado. La duración de todo el equipo se calcula en 15 años. Sin embargo al cabo de 3.5 a 4 años se debería hacer una reposición de elementos del reductor de presión con una nueva inversión de aproximadamente \$US 200. ENERGÉTICA - LIDEMA 1996

A pesar de existir una viabilidad económica para la conversión de los vehículos en prácticamente todos los tipos de vehículos susceptibles de transformación y que trabajan en el transporte público, en términos estrictos de mercado, el proceso de introducción del GNC enfrenta las siguientes barreras:

- a) la falta de información transparente, fidedigna y amplia hacia los potenciales usuarios de GNC.
- b) el desencuentro entre ofertantes y demandantes de crédito, que imposibilita el acceso a la tecnología, producto principalmente de una percepción equivocada (en ambos lados) del tema crediticio (los transportistas no son considerados buenos sujetos de crédito).
- c) la falta de capacitación a nivel de técnicos mecánicos en automotores para poder superar las actuales falencias técnicas en cuanto al manejo de motores a GNC.

Por otro lado, la introducción exitosa del GNC provocaría la generación de circuitos económicos atractivos para la inversión privada, ya sea en la parte de conversión tecnológica, suministro de GNC o el mantenimiento de motores de vehículos que funcionan a GNC, así como un impacto ambiental compatible, respecto a la utilización de la gasolina o el diesel como combustible.

Para un despegue del GNC en el transporte público, se hace imprescindible que se tomen medidas y políticas que alienten y fortalezcan estas iniciativas. Ambientalistas, empresa privada, autoridades estatales, transportistas y entes de promoción y desarrollo deberían conjuncionar sus esfuerzos en este sentido.

El parque automotor susceptible de conversión en 15 años, podría alcanzar a las 100.000 unidades. En este contexto se puede tomar en cuenta que experiencias similares en otros países (como la Argentina) han logrado niveles de penetración del GNC de un 95% en el transporte público.

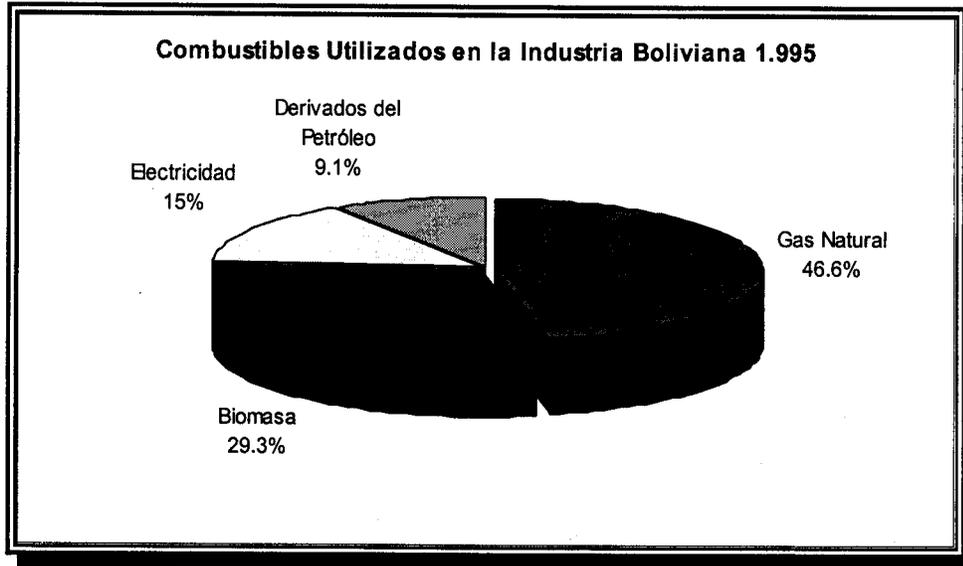
2. El Sector Industrial

a) El Consumo Sectorial

Del total de empresas industriales establecidas en el país, sólo el 2% están catalogadas como grandes y las mismas consumen aproximadamente el 90% de la energía demandada por el sector. Consecuentemente el 98% de las empresas restantes (medianas, pequeñas y micro), consumen solo un 10% de la energía del sector (⁵⁷).

⁵⁷ A Enero de 1996 en la ciudad de La Paz, ELECTROPAZ registraba sobre un total de 585 usuarios industriales, que el 74% de las industrias consumían el 8% de la energía eléctrica total, mientras el 26% de las industrias consumían el 92% de la energía eléctrica de esta categoría.

El consumo de energéticos en el sector industrial prioriza el Gas Natural seguida por la Biomasa la Electricidad y finalmente los derivados del Petróleo. El consumo del sector ha crecido en los últimos 5 años, a un ritmo del 7.7% anual. Todo hace pensar que este ritmo de crecimiento se mantendrá y que la oferta energética estará presta a satisfacer estos nuevos requerimientos.



Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, 1994.

Sin embargo, para el caso del GN, se estima que el crecimiento será menor al registrado hasta ahora, puesto que ya se alcanzó un alto porcentaje de cobertura en las grandes industrias.

En el caso del diesel se mantendrá en los niveles actuales con tendencia a disminuir. Sin embargo, estas predicciones quedarían cortas si la tasa de crecimiento del PIB, alcanza los niveles planificados para los próximos años.

La evolución del consumo por tipo de energéticos en el sector industrial y las variaciones que ha tenido en el período de 1983 a 1994 se muestran a continuación.

Consumo Industrial por Tipo de Energético* (1983-1994)

ENERGETICO	1983 kBEP	1983 %	1994 kBEP	1994 %	Crecimiento Anual
GN	332.00	11.90	1,892.00	46.60	19.00
Diesel	166.00	6.00	220.00	5.40	2.90
Fuel oil	896.00	32.20	18.00	0.40	(32.3)
Gasolinas	—	—	43.00	1.10	
Kerosene	—	—	58.00	1.40	
GLP	96.00	3.40	29.00	0.70	(11.3)
Electricidad	542.00	19.40	609.00	15.00	1.17
Otros (1)	754.00	27.10	1,188.00	29.30	4.65
Total	2,786.00	100.00	4,057.00	100.00	3.83

Fuente: Programa de Eficiencia Energética ESMAP/S.N.E., 1996.

* No incluye el consumo de hidrocarburos en la industria petrolera.

(1) Incluye combustibles vegetales y bagazo.

El GN es el que mayor crecimiento ha tenido en la década, quintuplicándose en relación al año 1983, con una tasa anual de crecimiento del 19%. Este crecimiento es mucho más acentuado a partir de 1989 debido a la extensión de ductos y la conexión para industrias de consumo intensivo, entre ellas la industria de cerámicas, industria metalúrgica y otras menores. Paralelamente se observa una disminución drástica en el consumo de fuel oíl, posiblemente sustituido por GN.

En el caso del diesel, en el mismo período ha incrementado su demanda en 32.5%, a un ritmo de casi el 3% anual, representando el tercer combustible en crecimiento después del GN y de los bioenergéticos. Este incremento se debe a su consumo en pequeñas y medianas empresas sin posibilidades de conexión a GN por razones de cobertura en unos casos y en otros, por razones financieras. En esta categoría se encuentran, principalmente, industrias ladrilleras y panificadoras.

El caso de otros combustibles, incluyendo el bagazo se ha producido un incremento substancial en el período analizado, con algo más del 57% a una tasa anual de 4.6%. Se trata del bagazo utilizado en la industria azucarera para la generación de energía eléctrica y producción de vapor y también de la leña, utilizada principalmente en la pequeña industria rural.

b) Costos Promedios de la Energía

En 1991, la Cámara Nacional de Industria (CNI) realizó una encuesta en sector industrial privado (⁵⁸), a través de la misma se determinó que el total de energía consumida por el sector industrial privado, (736.9 MBEP), el 91.7% se consume en las grandes empresas.

Por otra parte, en términos del monto pagado por la energía, el sector industrial privado pagó en 1991, 85.2 millones de bolivianos, aproximadamente 22,7 millones de dólares. De este monto, correspondió el 77.5% a las grandes empresas y 22.5% a las pequeñas y medianas industrias.

Cuando se analiza el pago realizado por el sector industrial en energéticos, se ve que la canasta energética de la pequeña industria resulta 3.2 veces más costosa que la canasta utilizada por la gran industria. Sin duda a esto contribuyen problemas de escala, tecnologías de uso, tipo de energéticos utilizados, etc.

⁵⁸ IV Encuesta Industrial Privada, 1991. CNI.

Costos Promedio de la Energía en el Sector Industrial

Descripción	Costo Promedio de la Energía	Observaciones
Empresa grande	1	Costo promedio de las grandes empresas
Empresa pequeña	3.2	Costo promedio de las pequeñas empresas
Rubros		
Manufactureros	9.4	GLP 53.3%, gasolina, 33.2% y electricidad 13.6 (fabricación de joyas con fundidoras en base a GLP)
Fabricación de minerales no metálicos	2.3	GN 79.0%, electricidad 9.4% y 5.5% en gasolina (fabricación de ladrillos y cerámicas fundamentalmente).
Gran industria metálica básica	35	Gasolina 70% y electricidad 30%; fabricación de productos metálicos básicos, posiblemente fundiciones
Industria de cementos y cerámica	0.75	GN, 85.7% y electricidad 11.9%.

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por el Programa de Eficiencia Energética ESMAP/S.N.E.

La actividad industrial con mayor consumo de energía, que incluye a la grande, mediana y pequeña empresa, corresponde a la fabricación de productos de minerales no metálicos con el 58% del total. Le siguen en importancia: la fabricación de alimentos, bebidas y tabaco, que consumen el 20% aproximadamente; la fabricación de productos metálicos con el 9%. El consumo de energía del resto de las actividades está entre el 4% y el 0.03%. Estas proporciones en el consumo de energéticos se mantiene aproximadamente igual entre las pequeñas y grandes industrias del país.

La relación del gasto en consumo de energía, respecto al total del gasto en el consumo intermedio, representa el 7% aproximadamente en el conjunto de las industrias que toma en cuenta la IV Encuesta Industrial. Sólo en las actividades correspondientes a la industria del cemento, ladrillos y cerámicas el consumo resulta mucho más elevado, alrededor del 37% y en la actividad metal mecánica el 11.3%. Es decir, son las únicas actividades que tienen usos intensivos de energía. En el resto de las actividades el gasto en energía está por debajo del 5%.

El sector en conjunto aportó al PIB en 1993 el 25% aproximadamente. Considerando el consumo de energéticos y la participación del PIB del sector, se puede verificar que el sector es energointensivo y, que las opciones de realizar acciones de eficiencia energética son amplias.

c) La Industria Rural

Las industrias rurales que consumen Biomasa son entre otras aquellas dedicadas al procesamiento de alimentos y bebidas (pan, chancaca, chicha); agroindustria (secado de arroz, soya y otros en menor escala); materiales de construcción (yeso, cal, ladrillo); y finalmente la producción de carbón vegetal.

En este rubro, el uso de la biomasa como combustible para la producción de calor es importante y, a pesar de que éste consumo está menos evaluado que el consumo doméstico rural, en base a determinados estudios de caso es posible generalizar que:

- el tipo de tecnología de combustión que se utiliza en la industria que demanda leña como combustible tiene un bajo nivel de eficiencia en general, suponiendo altos gastos en energía e incrementando sus costos de producción;
- estas industrias representan demandas intensivas y concentradas con fuertes consecuencias ambientales;
- los circuitos de abastecimiento representan mercados establecidos y con alguna “tradición”; y
- al igual que en el sector doméstico rural, el precio de la biomasa está subvencionado por el medio ambiente.

En términos de eficiencia, la biomasa dista mucho de ser utilizada optimamente. Por ejemplo para el caso de hornos de Yeso y Cal se evaluaron los rendimientos que se muestran a continuación ⁽⁵⁹⁾.

Pérdidas Energéticas en Hornos de Yeso y Cal

Tipo de Pérdida	Proceso			
	Horno de Yeso		Horno de Cal	
	Con leña	Con GN	Con leña	Con GN
Intermitencia del Proceso %	39	33	40	36
Pérdidas Radiativas %	9	8	19	16
Sobrecalentamiento y mala distribución del calor %	11	6	3	2
Gases de Combustión %	20	17	16	12
Eficiencia del Proceso %	21	35	22	34

Fuente: ENERGÉTICA - Energía para el Desarrollo - FONAMA 1996.

Se puede ver, que el mayor rubro de pérdidas es la intermitencia del proceso, seguida por los gases de combustión calientes que se escapan, las pérdidas radiativas y, finalmente el sobrecalentamiento y mala distribución del calor al interior del horno.

Para muchas de estas pequeñas industrias, sobre todo aquellas asentadas en las cercanías de gasoductos, se abre la posibilidad de un cambio de combustible con evidentes ventajas ambientales y económicas. Sin embargo, al igual que en el sector transporte la introducción del Gas Natural tropieza también con limitaciones:

⁵⁹ Evaluación de Pérdidas Térmicas en Hornos de Yeso y Cal en Cochabamba. ENERGÉTICA- FONAMA 1996

- a) **Limitantes Físicas** La red tiene un alcance limitado. Para productores alejados de la red, dispuestos a invertir en su conexión, no lo consiguen puesto que la empresa distribuidora de GN muchas veces no esta interesada en construir un ramal solo para una demanda aislada, prefiriendo esperar que se conformen grupos de usuarios.
- b) **Limitantes Económicas** Para muchos productores, efectuar la inversión que posibilite el acceso al Gas Natural es una barrera difícil de pasar. Para realizar el cambio de combustible, aún en caso de mostrar una rentabilidad mayor un sustituto como el Gas Natural, la barrera principal a saltar es la disponibilidad de capital que les permita enfrentar la inversión ⁽⁶⁰⁾, la inversión total de una conexión a GN está en función de la distancia a la red ⁽⁶¹⁾.
- c) **Limitantes de Información** No se conoce exactamente en los posible usuarios la manera de acceder al Gas Natural, así como las tecnologías a utilizarse y los cambios que supone su utilización en los procesos productivos.

Podemos concluir que la realización de actividades de eficiencia energética debe contemplar también a la industria rural, en la perspectiva de optimizar sus consumos de biomasa, o lograr un cambio de combustible más eficiente.

3. Sector Doméstico y Comercial

Evolución del Consumo de Energéticos en el Sector Doméstico y Comercial (1987-1994)

Energético	1987		1994		Crecimiento Anual %
	Cantidad (kbep)	%	cantidad (kbep)	%	
Bioenergéticos	3973	62.7	3651	55.8	-3.0
GLP	1540	24.3	1840	28.1	2.6
Electricidad	548	8.6	890	13.6	7.2
Der. petróleo	268	4.2	138	2.1	-5.6
GN	0	0.0	11	0.2	
Otros	8	0.1	10	0.2	3.2
Total	6337	100.	6540	100.0	0.5

Fuente: Balances Energéticos 1987 y 1994.

En el sector la biomasa, pese a haber disminuido su participación en el periodo 1987 a 1994, representa el principal energético en el sector. El 90% del mismo corresponde al consumo doméstico del área rural, con altos niveles de ineficiencia en su utilización por las características

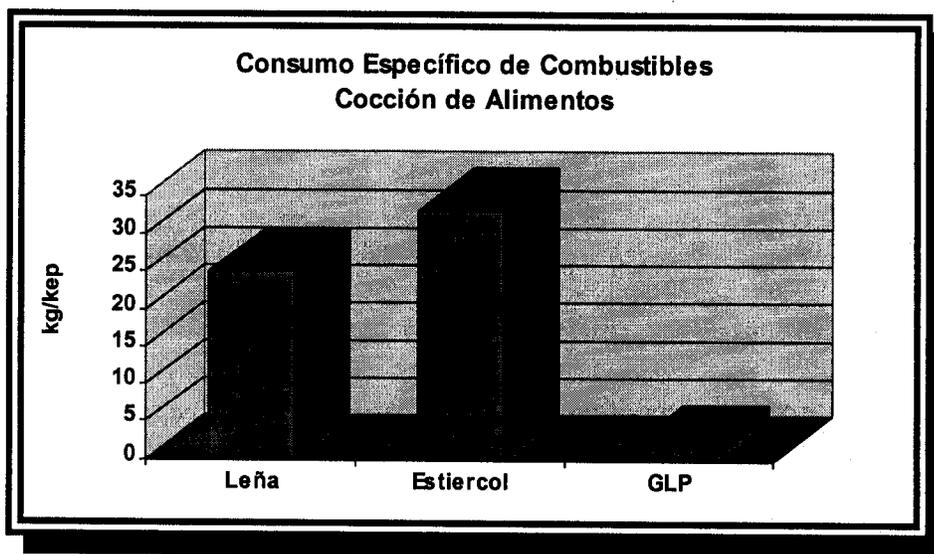
⁶⁰ La acometida puede costar (en tierra), hasta 18 \$US por metro instalado. El puente de regulación y medición, incluyendo la caseta respectiva puede alcanzar a \$US 3400. La red interna dirigida hacia los hornos, puede costar hasta \$US 15 por metro. Finalmente se necesitan quemadores que pueden costar entre \$US 20 y \$US 400

⁶¹ Una industria situada sobre la red necesita una inversión de \$US 3.550; a 100 m \$US 5.350; a 200 m \$US 7.150; a 500 m \$US 12.550; a 800 m \$US 17.950

de los fogones para la cocción de alimentos, y en consecuencia, con fuertes efectos negativos sobre la cobertura vegetal, especialmente en el altiplano y los valles interandinos.

Durante el periodo se observa un incremento substancial del consumo de energía eléctrica y del GLP en detrimento de los bioenergéticos y derivados del petróleo, especialmente kerosene. El consumo de GN en el sector se inicia recién en el año 1991.

Particularmente ⁽⁶²⁾ llama la atención la eficiencia con la que se utiliza la Biomasa. Por cada unidad de energía térmica obtenida, se utilizan 25 kilogramos en el caso de la leña, en el caso del estiércol 33 kilogramos y comparando con el GLP, éste energético utiliza solamente 1.41 kilogramos por kilogramo equivalente de petróleo (kep).



Fuente: Plan Nacional de Biomasa. ESMAP - S.N.E. 1996.

En términos de energía térmica, familias que compran leña para cocinar, están pagando el doble (en el caso de la leña) y hasta el triple (en el caso del estiércol), respecto al GLP para un mismo uso.

Esta demanda de biomasa destinada a la cocción de alimentos, representa anualmente 965.000 TM de leña y 263.000 TM de estiércol. De estas cantidades un 15%, en el caso de la leña y, 2% en el caso de estiércol, corresponden a transacciones comercializadas. Aún así, la biomasa representa un mercado de alrededor de \$US 5 millones de dólares anuales y unos 7 millones de jornales no monetizados que implica su recolección.

En el caso eléctrico, entre 1987 y 1994, el consumo de electricidad en el sector se ha incrementado a un ritmo de 7.2% anual. Como se sabe, el consumo de electricidad en el sector es el que contribuye de manera fundamental en la demanda máxima en las horas denominadas pico; este hecho junto a la utilización de artefactos electrodomésticos de bajo rendimiento, representan los principales problemas de ineficiencia en el sector electricidad.

⁶² Plan Nacional de Biomasa. ESMAP - SNE 1996

En el sector eléctrico, los problemas fundamentales están relacionados con el manejo de carga (LM) y el manejo de la demanda (DSM). En general, los factores de carga resultan ser bajos, como se mencionó anteriormente, debido a la concentración del consumo en horas pico; este problema se presenta con especial incidencia en los sistemas aislados y en los pequeños productores. Sin embargo, también existen dificultades en el lado de la oferta, principalmente relacionados con las elevadas pérdidas en los sistemas de distribución.

Aun cuando las empresas de distribución han realizado esfuerzos destinados a mejorar los niveles de eficiencia energética (en La Paz, Cochabamba y Santa Cruz), especialmente en relación con el manejo de carga (LM), con algunas empresas industriales, los resultados no son aún satisfactorios. Indudablemente resultan esfuerzos aislados que deben ser rescatados como experiencias importantes dentro de la estrategia de eficiencia energética.

Desde el punto de vista de la oferta, existen altos porcentajes de pérdidas principalmente en los sistemas de distribución. En promedio las pérdidas superan el 20%, con especial incidencia en los sistemas aislados. Algunas empresas como ELECTROPAZ y CRE están desarrollando mejoras substanciales en sus sistemas de planificación de la distribución a fin de mejorar sus respectivos sistemas de distribución y disminuir los niveles de pérdidas.

C. Barreras y Limitantes para Acciones en Eficiencia Energética

A continuación, se mencionan algunas de las principales barreras y limitantes que tienen directa incidencia en las acciones destinadas a mejorar el uso racional de la energía en el país.

- i. **Voluntad Política:** para un efectivo trabajo destinado a la conservación de energía se requiere que el gobierno asuma la eficiencia energética como pilar de la política energética boliviana, así como incluyendo partidas de gasto en el presupuesto, destinadas a este fin.
- ii. **Precios Reales de la Energía:** los niveles de precios de los combustibles puede representar un serio obstáculo para mejorar la eficiencia energética. Los subsidios en los precios de energía resultan un desincentivo para cualquier inversión de las empresas destinada a la conservación de energía. Las reformas introducidas en el sector así como la capitalización de las empresas estatales permitirían superar estas distorsiones en el mediano plazo.
- iii. **Ausencia de planificación y de información:** no existe un sistema de planificación indicativa sectorial destinada al uso racional de los recursos energéticos, al mismo tiempo, no se cuenta con un sistema de información que permita realizar estudios confiables y oportunos del comportamiento de la producción y consumo de energía por sectores, y de forma desagregada, por rubros de actividad económica.
- iv. **Legislación y regulaciones:** no se cuentan con una legislación adecuada destinada a incentivar el uso racional de energía. La nueva ley de Electricidad introduce elementos importantes respecto a factores de eficiencia que deben ser tomados en cuenta al nivel de la

generación y distribución de electricidad, sin embargo, aún existen vacíos en la legislación respecto a incentivos para el uso eficiente de electricidad; así como incentivos para la autogeneración.

- v. **Carencia de estándares de eficiencia energética:** se carece de normas y estándares de eficiencia energética destinados a artefactos y equipos de uso industrial y doméstico. El desarrollo de estándares diseñados especialmente para la producción, importación y comercialización de electrodomésticos, motores de combustión interna, motores eléctricos, etc., resultan de primera importancia para lograr mejoras substanciales en el ahorro de energía.
- vi. **Ausencia de Recursos Humanos en este área:** a nivel de recursos humanos los conocimientos necesarios para llevar adelante acciones destinadas a la conservación de energía aún son incipientes, y tampoco se cuenta con organismos con la experiencia necesaria para ofertar servicios de asistencia técnica, en el campo de la asistencia técnica.
- vii. **Otras prioridades en la inversión:** es común que las empresas industriales en los países en desarrollo prioricen la inversión en incrementar sus líneas de producción y no así en mejorar los niveles de productividad y eficiencia. La inversión en mejorar la eficiencia energética aún no representa una prioridad central.
- viii. **Desconocimiento sobre los beneficios que puede traer la eficiencia energética:** en los grupos meta y población en general existe desconocimiento sobre las implicaciones ambientales, económicas y de desarrollo en general que puede significar el desarrollo de acciones en eficiencia energética.

D. La Estrategia Nacional de Eficiencia Energética⁽⁶³⁾

1. Principios

La Estrategia presentada a fines de 1996, tiene como objetivo general promover la utilización eficiente de la energía y participar en la preservación del medio ambiente. De esta manera se plantea en el largo plazo mejorar los niveles de eficiencia energética y establecer condiciones de funcionamiento racional de los distintos sectores con relación a la producción, distribución y consumo de energía, optimizando el uso de recursos económicos y financieros en la gestión energética.

La Estrategia Nacional de Eficiencia Energética se sustenta en los siguientes principios básicos:

⁶³ Elaborada en el marco del Programa de Eficiencia Energética ESMAP - SNE

- El principio de equilibrio entre el potencial energético del país y su racional aprovechamiento, buscando afrontar los desafíos del crecimiento económico y el equilibrio entre los recursos energéticos, sus reservas y el consumo.
- El principio de sostenibilidad para mitigar o minimizar el impacto ambiental por las actividades vinculadas a la cadena energética, íntimamente ligado a la necesidad de un desarrollo sostenible
- El principio de transparencia y neutralidad para el establecimiento de regulaciones, normas y procedimientos que gobiernen la gestión energética, enfatizando que el uso eficiente de los recursos energéticos debe responder a una política global de eficiencia y que para esto, la transparencia en el establecimiento de políticas financieras y fiscales, resulta una base primordial.
- El principio de competitividad, que busca lograr una inserción adecuada de los sectores productivos en la globalización de la economía.

2. Objetivos y Acciones en el Tiempo

La estrategia plantea en el largo plazo:

- Mejorar en el país los niveles de eficiencia energética y establecer condiciones de funcionamiento racional de los distintos sectores con relación al consumo de energía.
- Optimizar el uso de recursos económicos y financieros en la generación/producción y uso de la energía.

En el mediano plazo se plantea:

- Establecer desde el Estado una Política de Eficiencia Energética, así como la base Normativa y Regulatoria que le permite identificar, orientar y promover el desarrollo de acciones en Eficiencia Energética.

En el corto plazo se propone:

- Establecer al interior del Estado una base institucional mínima para desarrollar políticas de Eficiencia Energética.
- Establecer en el ámbito del sector privado una base institucional destinada a cumplir acciones operativas dentro del campo de la Eficiencia energética.

En esta etapa, en el ámbito del sector público, se desarrollarán acciones destinadas a crear los mecanismos de trabajo necesarios para la implementación de medidas orientadas a la conservación de energía y a la definición de un marco general de políticas.

3. Acciones Ejecutadas

Las acciones ejecutadas hasta el momento por el Programa de Eficiencia Energética ESMAP/S.N.E. se pueden resumir en:

- Se ha procedido al lanzamiento de la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética y promoción de la misma en el sector industrial, asimismo está previsto el inicio del tratamiento de reglamentos y disposiciones legales complementarias que normen el desarrollo de la eficiencia energética en el país.
- En términos de institucionalización, de las actividades de eficiencia energética se está trabajando en la conformación de un Instituto de referencia para la promoción y el desarrollo de la Eficiencia Energética, el mismo que tendría participación Estatal y del sector industrial a través de la Cámara Nacional de Industria.
- En el área de estudios y proyectos, se han desarrollado diagnósticos sectoriales, así como evaluaciones de casos específicos. Sin embargo la acción más contundente es la realización de 14 auditorías energéticas en un número igual de industrias en las áreas de la cerámica, cemento y fibrocemento, bebidas (cerveceras y embotelladoras de refrescos), molineras, agroindustria (aceiteras y avícolas), químicas (detergentes y otros). Estas auditorías fueron desarrolladas en conjunto por un mix de personal local y del Centro de Conservación de la Energía del Perú (CENERGÍA), supervisados por una consultora inglesa y, tienen el objetivo de servir de estudios de caso para luego implementar medidas de ahorro de energía en algunas de ellas ⁽⁶⁴⁾.

E. El Mercado Potencial para el Ahorro y Sustitución de Energéticos

En el campo de la Eficiencia Energética, al ser este tema nuevo y poco desarrollado desde la óptica estatal como privada, solamente es posible hacer una aproximación gruesa sobre el mercado potencial.

Considerando por una parte la experiencia de CENERGIA en el Perú y su percepción sobre el mercado boliviano y, por otra los trabajos preliminares realizados por la Secretaría Nacional Energía con el apoyo del ESMAP, se puede cuantificar ⁽⁶⁵⁾ el siguiente mercado para el ahorro y la sustitución de energéticos (se toma como base el Balance Energético 1995, S.N.E.):

⁶⁴ Las auditorías realizadas muestran la factibilidad, en términos de mercado, para el desarrollo de estas actividades. Sin embargo la poca disponibilidad de recursos humanos y tecnología son una barrera importante a vencer.

⁶⁵ En base a las estimaciones realizadas en el estudio FINE. ESMAP/Embajada Real de los Países Bajos. 1996

Sector industrial (Consumo anual: 4,53 MMBEP):

- Medidas de Housekeeping (mejoramiento de la gestión interna con un mínimo de inversiones): Potencial de ahorro del 5 al 10%
- Mejoramiento de sistemas de mantenimiento y monitoreo (inversiones menores): Se estiman ahorros entre el 10 y 12%
- Transformaciones en los procesos productivos (medidas que implican inversiones importantes).

En general, el potencial de ahorro promedio podría variar entre el 17 y 30% del consumo de energía en el sector.

a) Sector minería y metalurgia (Consumo anual: 0,308 MMBEP):

- Se estima un potencial de ahorro con medidas similares a las del sector industrial entre un 5 al 15%.

b) Sector residencial y comercial (Consumo anual: 7,02 MMBEP):

- Medidas en iluminación y electrodomésticos: Potencial de ahorro del 5 al 15%
- Substitución de GLP y electricidad por gas natural: a cuantificar.

c) Sector transporte (Consumo anual 7,45 MMBEP):

- En base a una proyección conservadora de la demanda y potencial de sustitución de combustibles por gas natural comprimido (GNC) (Introducción de GNC en el Transporte Público en Cochabamba: ENERGETICA 1995 y proyecciones de la Compañía Nacional de Gas SA), se estima que en 1997 la sustitución puede alcanzar el equivalente a 87.000 BEP anuales. A una tasa de crecimiento del consumo del 3,1% anual, se estima que hacia el año 2006, la demanda de GNC alcanzaría a los 500.000 BEP anuales.
- De acuerdo a las proyecciones de OLADE para el año 2006, esta demanda equivale al 6,5% del consumo total del sector.
- Proyecciones del sector de GNC, prevén una sustitución de hasta el 10% del consumo total de combustibles (gasolinas y diesel oíl) del sector transporte.

Sobre estos potenciales, es posible cuantificar el potencial de ahorro y sustitución de energéticos que se podrían tener anualmente, tomando como base los consumos del año 1995.

Inicialmente se excluye al sector agropecuario, debido a la falta de información sobre el mismo y el reducido consumo que representa.

Para la estimación del potencial de ahorro de uso y sustitución se determinan dos escenarios. El primero de ellos corresponde a los límites inferiores estimados para cada sector en los anteriores párrafos párrafos y, el segundo escenario a los límites superiores considerados óptimos. Esta estimación cumple con la intención de mostrar una posible realidad de darse la efectivización de las medidas planteadas en este campo.

Estimación del Potencial de Ahorro y Sustitución (A&S) de Energéticos para 1995

Sector	Consumo Actual MBEP	A&S (%) Escenario 1	A&S (%) Escenario 2	A&S MBEP Escenario 1	A&S MBEP Escenario 2
Residencial y Comercial	7015.0	5	15	350.75	1052.25
Transporte	7449.1	3	10	223.47	744.91
Agropecuario	41.2	0	0	0	0
Industrial	4532.5	17	30	770.53	1359.75
Minería y Met.	308.3	5	15	15.41	46.24
Otros	239.0	0	0	0	0
Total Ahorro		5.8	12.6	1136.69	2458.24
Total Sustitución		1.14	3.8	223.473	744.91

Fuente: Elaboración Propia en base a estimaciones FINE y Balance Energético 1995 S.N.E.

Se observa que el impacto del ahorro de energía representaría entre un 5.8% y un 12.6% del consumo total de 1995, lo que significaría entre 1137 y 2458 MBEP ahorrados, mientras que la sustitución, fundamentalmente planteada para el sector transporte representaría un ingreso para ese año de 223 a 745 MBEP de GNC que desplazaría a la Gasolina.

Estimación de Impactos de Medidas de Ahorro de Energía para 1995

Variable	Situación Actual	Escenario 1	Escenario 2
Consumo MBEP	19585.1	18448.41	17126.855
BEP/per capita	2.64	2.48	2.31
Consumo/pc (%)	100%	94%	87%
BEP/1000\$US PIB	3.0	2.8	2.6
Intensidad %	100	94%	87%

Fuente: Elaboración Propia en base a estimaciones FINE y Balance Energético 1995 S.N.E.

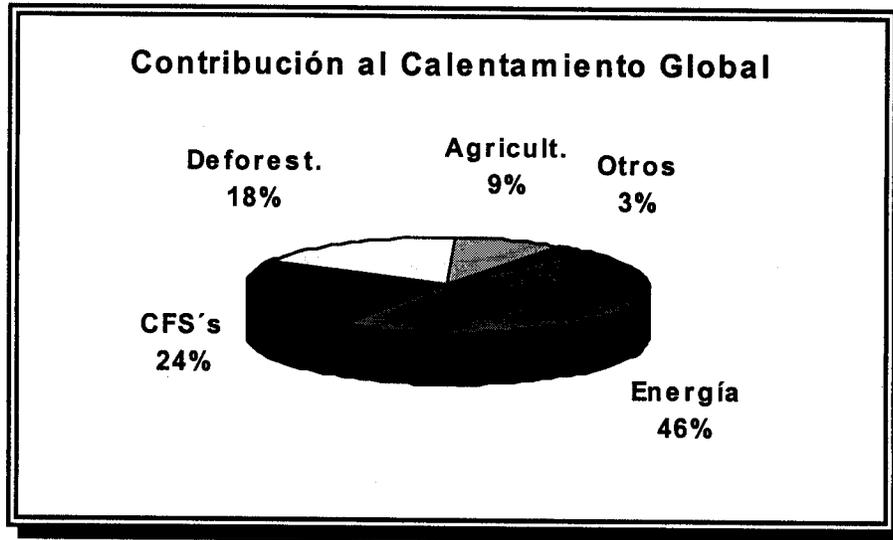
De haberse efectuado estas medidas de ahorro y sustitución, se puede observar que los impactos en cuanto al consumo per cápita, así como en la intensidad energética tiene importancia. En ambos casos estos índices podrían reducirse en un 6 a 13%.

Es importante acotar que la Eficiencia Energética (EE) tiene un reciente impulso que debe ser acompañado por una política y un marco legal específico, así como por una participación activa del sector privado. El impacto económico de medidas de EE en los actores, sean estos productores, distribuidores o consumidores de energía, puede posibilitar que estas iniciativas se encuadren en términos de mercado, y sea susceptible de desarrollarse activamente, de contarse con los mecanismos, fundamentalmente financieros y de asistencia técnica.

VI. DESARROLLO ENERGÉTICO Y MEDIO AMBIENTE

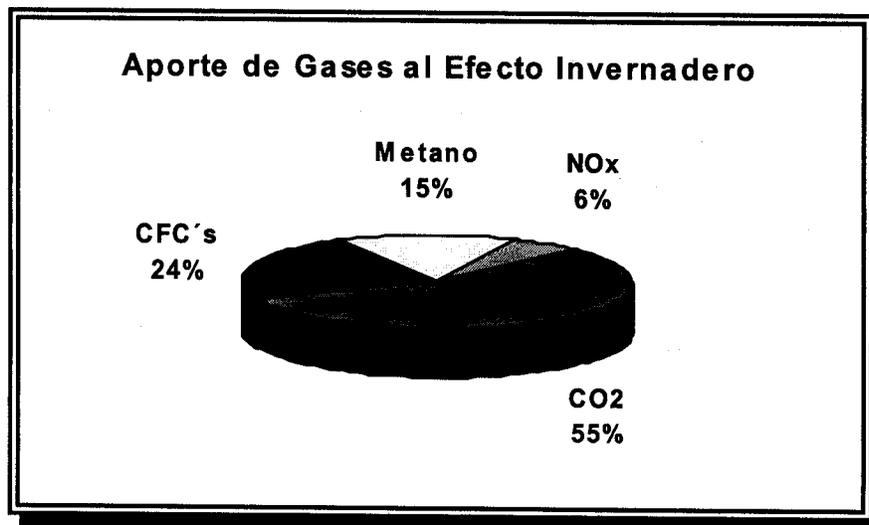
A. El Peso del Sector Energético en el Medio Ambiente

La producción de energía a nivel mundial es uno de los más grandes contribuyentes al fenómeno del calentamiento global. Se calcula que éste sector se responsabiliza por un 46%, seguido por la producción de CFS's (24%), la deforestación (18%), agricultura (9%) y otros (3%).



Fuente: Bill Langley Hydropower Dam 1994.

El sector energético, como tal, es el mayor contribuyente al efecto invernadero. Al producir energía se emiten muchos gases contaminantes como el CO₂, CO, HC, NO_x, SO₂, etc. De todos estos, el que en mayor cantidad se emite es el CO₂, que representa aproximadamente un 56% del total de las emisiones gaseosas.



Fuente: Bill Langley Hydropower Dam 1994.

La Conferencia de Toronto de 1.988, de consenso, acordó reducir para el año 2.000 las emisiones de CO₂ a los niveles de 1.987, y adicionalmente, reducir un 20% esa cifra para el año 2.005. En la Cumbre de la Tierra en Río 1.992, Dinamarca, Holanda y Alemania reafirmaron su compromiso de lograr los objetivos de Toronto y 170 países acordaron los fundamentos para una estrategia de desarrollo sostenible ⁽⁶⁶⁾.

Bolivia, si bien no incide en el conjunto de emisiones globales, ha adquirido compromisos internacionales en el sentido de monitorear y gestionar las emisiones que realiza. Este compromiso es activo en la medida de la implementación del Programa Nacional de Cambios Climáticos que ha realizado la inventariación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Para efectos de análisis se debe considerar que el sector energético en Bolivia no es un contribuyente importantes a las emisiones de GEI, como se mencionó en el Capítulo I, el sector fue responsable en 1.995 de la emisión de 10520 miles de toneladas de CO₂ ⁽⁶⁷⁾, las mismas que referidas al total de emisiones del país, muestran que el sector energético representa solo un 11% de las emisiones totales. En el contexto internacional, las emisiones del sector energético de Bolivia, no alcanzan el 0.027% de las emisiones mundiales y apenas un 0.5% de las emisiones de América Latina.

B. El Desafío Ambiental en el Largo Plazo

1. El Crecimiento de la Demanda

En el sector energético, el desafío ambiental de largo plazo implica la reducción de emisiones de GEI. Para este efecto, se ha realizado inventariación ⁽⁶⁸⁾ con base en 1.990 y sus proyecciones hasta el 2.030. El año 1.990 fue elegido de acuerdo a las recomendaciones del Panel Internacional de Cambios Climáticos. Este trabajo fue realizado por el Programa Nacional de Cambios Climáticos, anclado en la Subsecretaría de Medio Ambiente.

Las fuentes de información utilizadas han sido los Balances Energéticos de la Secretaría Nacional de Energía hasta 1995, diversa información estadística proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística - INE, los informes anuales de la Gerencia Comercial de YPF. (1992 - 1995), los Resultados Técnicos de Explotación de ENDE (1990 - 1994) y otros.

La metodología de análisis utilizada para la formulación de estos escenarios, por parte del equipo del Programa Nacional de Cambio Climático, fue la recomendada por el II grupo de

⁶⁶ Sin embargo, desde la cumbre de Estocolmo, el número de vehículos se ha duplicado, y las emisiones de CO₂ han subido casi un 30%.

⁶⁷ Inventariación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Bolivia 1990. MDSMA. Programa Nacional de Cambios Climáticos. 1996

⁶⁸ Vulnerabilidad y Adaptación de los Ecosistemas al posible Cambio Climático y Análisis de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero. Ministerio de Desarrollo Sostenible - Programa Nacional de Cambios Climáticos - US EPA. 1996

trabajo del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático presentada en el documento Métodos para Evaluaciones de Opciones de Mitigación: Apéndice IV: Manual de Evaluación de Mitigación (Methods for Assessment of Mitigation Options: Appendix IV: Mitigation Assessment Handbook. IPCC Working Group 2: Second Assessment Report).

Para modelar el sector energético de Bolivia, tanto en sus procesos de transformación, como de demanda y consumo de energéticos, de acuerdo a la metodología mencionada, se utilizó el sistema de software de análisis de mitigación de gases de efecto invernadero desarrollado por el Stockholm Environment Institute - Boston Center, designado como Long - range Energy Alternatives Plannig - LEAP (Planeamiento de Alternativas Energéticas de Largo Plazo).

El diseño de la estructura de demanda energética del país consideró los niveles de sector, subsector, uso final, aparato e intensidad de energía en los sectores Residencial, Comercial, Industrial, Transporte y Agropecuario, aunque en algunos de los sectores no se logró el nivel de desagregación mencionado.

Para cada uno de los niveles de demanda los datos introducidos han correspondido al año base 1990 y los años base futuros (1991 - 1995) reflejando los escenarios reales que han tenido lugar en el país en este periodo.

En el escenario Base, los futuros consumos de energía fueron estimados, primero, considerando el comportamiento de uso de los diferentes combustibles en el periodo 1990 - 1995 que han servido para poder formular ritmos de crecimiento de demanda de energéticos ajustados a los escenarios reales que han tenido lugar en el país en este periodo.

En segundo término, se han considerado como directrices fundamentales las estimaciones de crecimiento del PIB y proyecciones de crecimiento de la población elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística - INE, que determinan un crecimiento del PIB de 4.73% para el periodo 1990 - 2000 y de 5.60% para el periodo 2000 - 2025; la población se incrementará con una tasa de crecimiento anual de 2.41% en el periodo 1990 - 1995, la misma que decaerá hasta 1.3% en el periodo 2025 - 2030.

En tercer término, se han considerado distintas tasas de crecimiento para los diferentes sectores o subsectores o en su caso para usos finales, aparatos o intensidades de energía. En términos generales se ha considerado un crecimiento anual de la demanda de energía de 3.22% para el periodo 1990 - 2009 y de 3.37% para el periodo 2009 - 2030, lo que da como promedio un crecimiento de la demanda a un ritmo del 3.3% por año para todo el periodo (1990 - 2030).

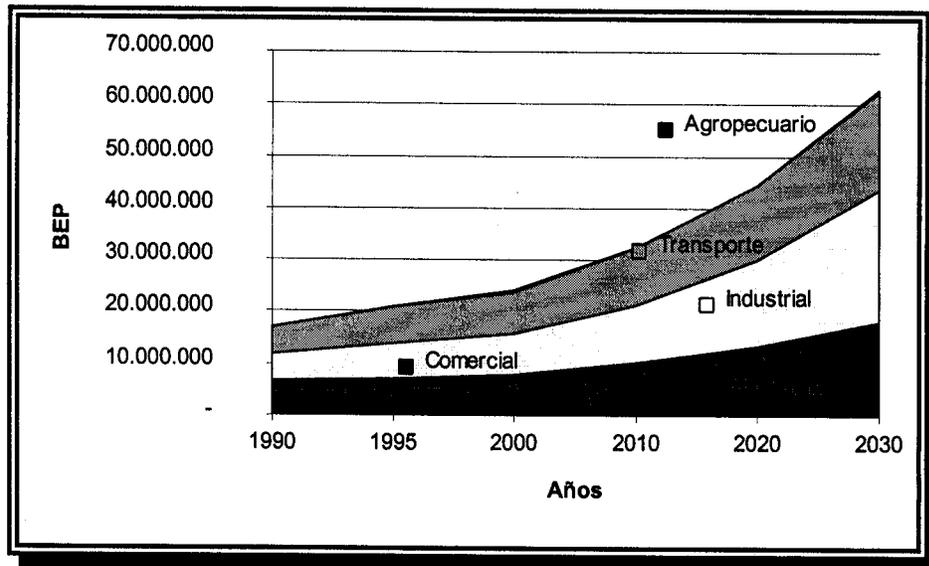
La demanda de energía proyectada para el periodo 1990 - 2030 se puede observar en la tabla siguiente, donde se aprecia que para el año 2000 esta será aproximadamente 1.40 veces mayor que en 1990, 2.59 veces el 2020 y 3.66 veces mayor el año 2030.

Demanda de Energía. Escenario Base 1990 - 2030 (MBEP)

SECTOR	1990	1995	2000	2010	2020	2030
Sector Residencial	5.043	5.706	6.507	8.645	11.542	16.005
Sector Comercial	1.690	1.463	1.490	1.611	1.863	2.315
Sector Industrial	4.947	6.863	7.978	11.211	16.462	25.024
Sector Transporte	5.429	6.751	7.926	10.771	14.333	19.163
Sector Agropecuario	65	45	61	113	211	397
Total	17.174	20.828	23.962	32.351	44.411	62.904
Crecimiento de la Población Miles de habitantes	6573	7414	8329	10229	12193	14000

Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

Demanda de Energía. Escenario Base 1990 - 2030



Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

2. Escenarios de Emisiones

El resultado de las emisiones a la atmósfera de GEI para el periodo 1990 - 2030 generadas por las actividades del sector energético se muestran a continuación.

Emisiones de GEI a la Atmósfera. Escenario Base 1990 - 2030 (Gg)

Emisiones / Año	1990	1995	2000	2010	2020	2030
CO2 no biogénico	5,213.43	6,879.79	7,996.54	11,048.05	14,528.72	19,161.42
CO2 biogénico	3,261.25	3,639.97	3,794.08	4,148.54	4,571.12	5,070.81
CO Total	385.41	398.73	421.70	456.33	591.85	782.05
Hidrocarburos Total	21.72	24.45	26.02	28.19	37.62	50.89
Hidrocarburos volátiles	0.57	0.58	0.59	0.62	0.66	0.71
Metano	23.87	27.18	29.03	34.49	39.88	48.71
Oxidos de Nitrógeno Total	25.04	30.07	34.88	47.45	66.17	94.03
Oxidos Nitroso	0.01	0.02	0.03	0.07	0.10	0.13

Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

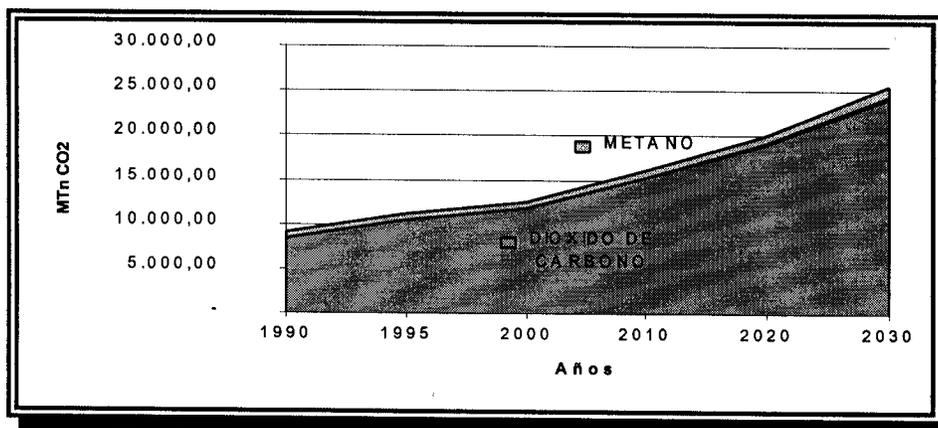
El dióxido de carbono (CO2) de origen no biogénico y biogénico es el GEI más importante y alcanza a una emisión de 8.475.38 Gg para 1990, esperándose que para el año 2030 alcance a 24.232.23 Gg. Adicionalmente es posible ver el impacto de las emisiones GEI en términos de toneladas equivalentes de CO2.

Potencial de Calentamiento Global. Escenarios Base 1.990 - 2.030 (MTn CO2)

Contaminante	1990	1995	2000	2010	2020	2030
CO2	8475.38	10519.76	11790.62	15196.59	19099.84	24232.23
Metano	584.78	666.00	711.13	845.01	977.06	1193.42
Oxido Nítrico	4.19	7.18	11.48	22.33	30.55	41.92
Total	9064.35	11192.94	12513.23	16063.93	20107.45	25467.57

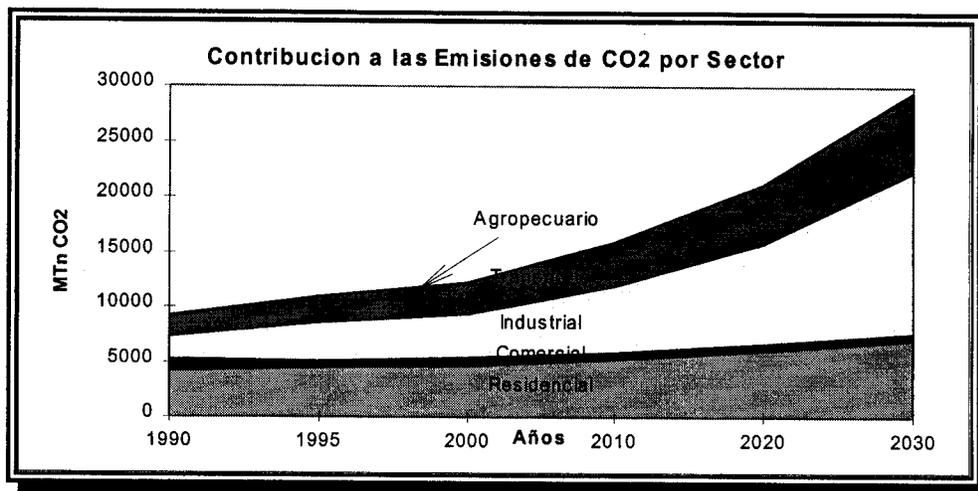
Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

Potencial de Calentamiento Global. Escenarios Base 1990 - 2030 (MTn CO2)



Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

Gráficamente se observa la evolución de las emisiones. Es claro que el contribuyente mayor es el CO₂, mientras que el metano representa menos de un 5% y el óxido nítrico se encuentra en un valor marginal del 0.05%, situación que se mantiene durante todo el periodo en consideración. Cuando se analiza la contribución sectorial en las emisiones de CO₂, se tiene el siguiente gráfico.



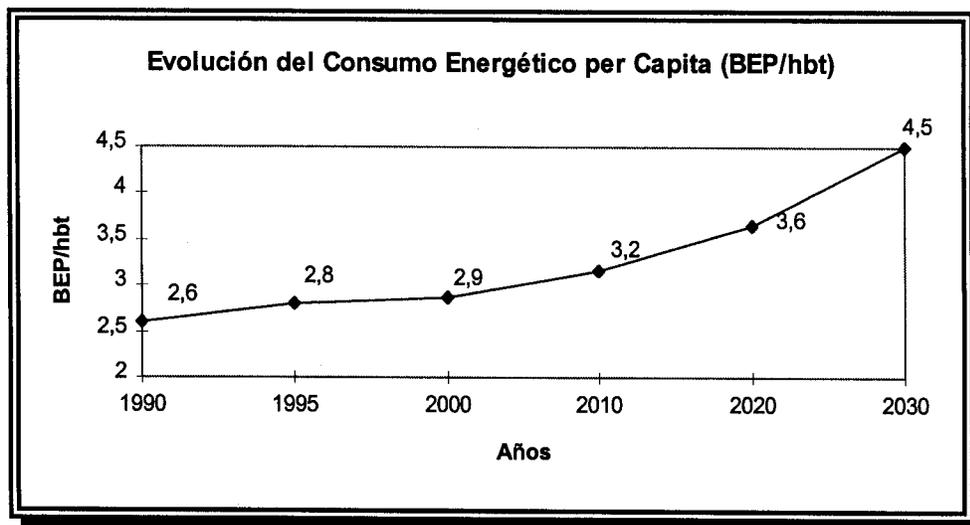
Fuente: Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

La participación de cada sector guarda estrecha relación con su propia demanda, y las emisiones de CO₂ responden a un comportamiento similar al del consumo de energía.

3. Cálculo de Indicadores

Conociendo los escenarios de crecimiento de la demanda y los escenarios de emisiones, es posible calcular algunos indicadores que muestren la sostenibilidad o no del sistema energético.

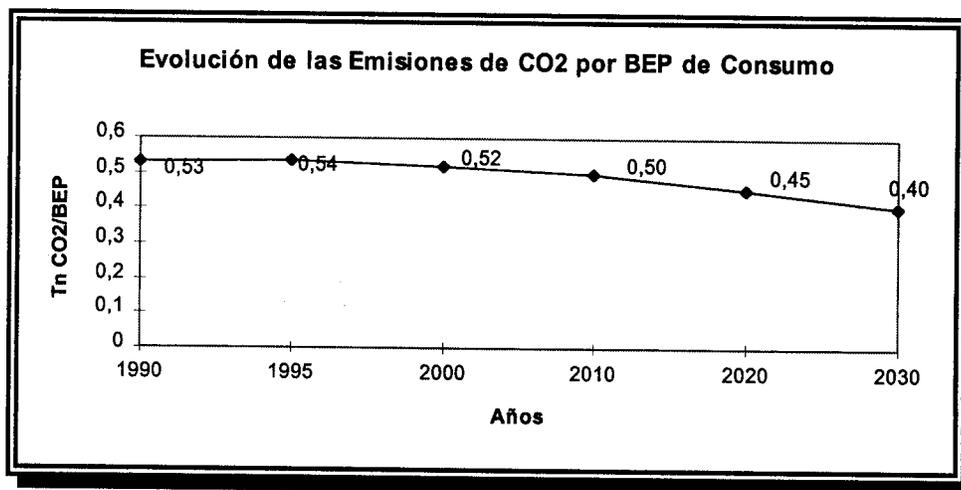
El primer indicador calculado, es el relativo al consumo energético per capita. De acuerdo a las proyecciones realizadas, el mismo se elevaría de aproximadamente 2.8 BEP/hbt en 1990, hasta 4.5 BEP/hbt el 2030.



Fuente: Calculado a partir de Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

El consumo per cápita crecerá a una tasa promedio anual del 1.4%, en el periodo de análisis.

Conocidas las emisiones y las proyecciones de demanda, se puede ver en el siguiente gráfico que en conjunto, las emisiones globales de CO₂ por BEP de consumo final, disminuyen respecto a su nivel actual. De 0.54 Tn CO₂/BEP en 1995 a 0.4 Tn CO₂/BEP en el año 2030.

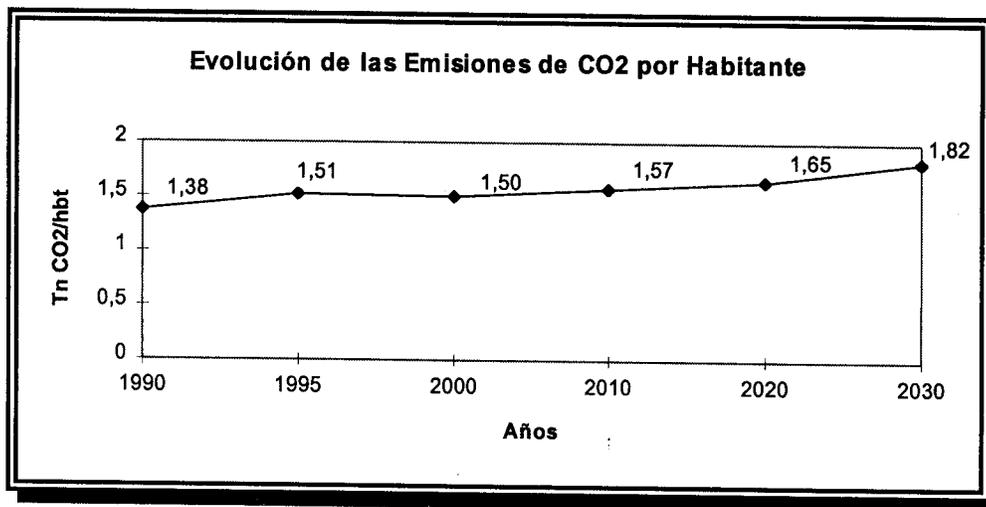


Fuente: Calculado a partir de Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

Esta reducción se debe fundamentalmente a un ingreso del Gas Natural en las ciudades, una disminución del consumo de biomasa en el área rural y en el sector eléctrico la incorporación de centrales hidroeléctricas.

Finalmente es posible estimar también las emisiones de CO₂ del sector energético, por habitante. Esta situación muestra que las emisiones tenderán hacia un crecimiento permanente, aunque lento.

Para el caso de estas proyecciones, las emisiones de CO₂ se encuentran en el orden de 1.51 Tn/hbt en 1.995 y llegarán a 1.82 Tn/hbt. en el año 2030.



Fuente: Calculado a partir de Programa Nacional de Cambios Climáticos 1997.

Respecto a los niveles de emisiones de otros países, estos indicadores se consideran aceptables a pesar de su crecimiento. En relación a los países limítrofes, solamente Paraguay es inferior en emisiones. Para el año 1990, las emisiones de Bolivia representan apenas 0.89% de las emisiones de América Latina, 3.8% de las del Brasil, 9% de la Argentina, 23% de Chile y 29% del Perú.

Emisiones de CO2 en MTn

País	1990
Bolivia	9064
Brasil	236861
Argentina	99187
Paraguay	7344
Chile	38773
Perú	30256
Zona Andina	239367
América Latina	1'017618

Fuente: SIEE OLADE 1.997 excepto Bolivia.

C. Posibilidades de Ahorros Ambientales con Energías Renovables y Gas Natural

1. Generación de Electricidad

La generación de energía eléctrica es un contribuyente directo en cuanto a las emisiones contaminantes. En el cuadro siguiente y de manera general, se puede comparar las emisiones de CO2 por GWh generado con diversas fuentes primarias de energía. Se puede apreciar, que con este parámetro, las grandes centrales hidroeléctricas tienen el menor índice de emisiones.

Emisiones de CO2 por GWh Generado

Fuente	Toneladas de CO2/GWh
Carbón	964.0
Diesel	820.0
Gas	484.0
Geotermia	57.0
Micro Hidrogeneración	8.0
Nuclear	7.8
Eólica	7.4
Fotovoltaica	5.4
Grandes Centrales Hidroeléctricas	3.1

Fuente: Bill Langley. Revista Hidrored 3/94.

Un análisis más detallado de las emisiones que se realizan durante la generación de energía, se muestra en el cuadro siguiente:

Emisiones Aéreas Comparativas en Generación de Energía Eléctrica

Emisiones g/kWhe	Fotovoltaico	Eólico eje horizontal	Generador Diesel	Generador Gasolina	Extensión Red Eléctrica
CO ₂	40 a 150	25 a 60	1250 a 1380	1770 a 1980	400
Partículas	0.28 a 0.52	0.04 a 0.23	1.6	0.24 a 12	0.08
CO	0.06 a 0.15	0.03 a 0.05	7.7	530 a 1380	0.2
HC	0.16 a 0.70	0.15 a 0.31	3.8 a 4.0	31 a 660	3
NO _x	0.14 a 0.44	0.06 a 0.15	13	1.1 a 4.4	1.5
SO ₂	0.24 a 0.84	0.10 a 0.28	2.5 a 2.7	1.8 a 2.5	1.5
Aldeidos	2E-04 a 8E-04	1E-04 a 3E-04	0.10	0.34 a 3.1	0.002

Fuente: Gustavo Nadal. I Seminario Internacional de Energías Renovables 1.994 Bolivia.

Ahora bien, hay más impactos ambientales que solamente las emisiones gaseosas. Existen impactos que afectan directamente a la salud humana, otros recursos naturales como son los suelos o el agua, ruido, etc. que en su conjunto constituyen una carga ya tangible.

Estos impactos ambientales pueden ser monetizados. Para el caso de la generación de electricidad se puede observar en el cuadro a continuación, que contabilizando todos los impactos, una de las fuentes más caras resulta la nuclear, seguida por las fuentes térmicas, siendo las de menor costo las renovables.

Costos de Impacto Ambiental por Generación de Electricidad

Fuente	c\$US/kWh
Nuclear	2.1 - 12.4
Térmica con combustibles fósiles	1.5 - 4.2
Fotovoltaica	0.3
Eólica	0.01

Fuente: Revista E&D No. 8. Agosto 95 Cochabamba - Bolivia.

Si se tomara en cuenta estos costos ambientales y, se los suma al precio de la energía, se observaría que ya es más barata la generación con energías renovables en muchos casos.

En el caso fotovoltaico (⁶⁹) aunque este sistema no genera problemas ambientales en aire suelo o agua (exceptuando la utilización de baterías), existen algunos impactos debido a su proceso de fabricación debido a los materiales utilizados (ácidos, gases, óxidos) y la energía

⁶⁹ Eberhard Bierman. Revista E&D No. 1. Febrero 92

comercial utilizada. Comparativamente sus impactos ambientales son iguales a los de la industria electrónica, posibles de mitigarlos tecnológicamente ⁽⁷⁰⁾.

Para el caso de una familia campesina a ser electrificada, se muestra la cantidad de CO₂ que se emitiría en 20 años, así como los costos ambientales que significará el que esta familia utilice para proveerse de energía la red eléctrica, generadores a diesel y sistemas fotovoltaicos.

Costos e Impactos Ambientales por Familia Rural en 20 Años ⁽⁷¹⁾

Item	Extensión de Red	Generador a diesel	Panel FV	Observaciones
Consumo (kWh)	10.560	12.600	1.440	Consumo más pérdidas
Emisión CO ₂ (kg) (*)	4.224	13.255	57	
Costos de impacto ambiental (\$US) (**)	158	378	4	

Fuente: IV Seminario Nacional de Energía Solar. Sucre 1.995. Costos Ambientales de la Energía Solar.

(*) Se usan los índices menores del Cuadro Emisiones Areas Comparativas

(**) Se calcula con 1.5 c\$US/kWh para la red, 3 c\$US/kWh para térmica y 0.3 c\$US/kWh para paneles fotovoltaicos.

2. La Biomasa

La biomasa ⁽⁷²⁾ representa un 33% del consumo total de energía en el país y, su utilización es mayor es en el sector rural cubriendo un 80% de los requerimientos de los pobladores de este área. Este consumo intensivo rural al realizarse en forma desordenada, resulta en un fuerte depredación ambiental y distorsiona los patrones de consumo global, por no ser un energético que recibe un tratamiento comercial basado en criterios económico-financieros.

Se puede decir que el uso de la biomasa como energético, implica una subvención del medio ambiente. Un manejo sostenible de la biomasa, desde el punto de vista energético, podría permitir contar con una fuente permanente de energía.

⁷⁰ Teóricamente cada kWh producido por sistemas fotovoltaicos, puede reemplazar a 3 kWh de energía generada por combustibles fósiles en plantas térmicas y así evitar también la emisión de otras sustancias dañinas (SO₂, NO_x, CO₂). En Alemania se estima que por cada kWh fotovoltaico de producción neta, se reduce un 60% de emisiones de CO₂.

⁷¹ Si se extendiese la red (a parte de los costos de 600 a 1.000 \$US por conexión), estas familias tendrían un consumo promedio de 38 kWh/mes, los que serían utilizados en la iluminación con focos incandescentes (por su costo mas bajo), energizar radios y televisores, en un consumo nocturno típico. Adicionalmente la red requerirá expansiones en cuanto a generación y otros. Sin embargo, para que esta energía llegue al consumidor hay que producir aproximadamente entre un 15% y 20% adicional de energía, para cubrir las pérdidas de transformación, transmisión y distribución, sumando un total aproximado de 44 kWh/mes por usuario (en el caso de usar generadores locales a diesel, al margen de las eficiencias, existirán pérdidas eléctricas asumidas en un 10%).

⁷² En base a información extraída del "Programa Nacional de Biomasa" SNE-ESMAP. Juan Carlos Guzmán 1.997

Esto implicaría fundamentalmente que la intensidad de su utilización no sea superior a la velocidad de reposición. La planificación de un uso sostenible de biomasa, si bien a priori parece ser posible, debe salvar las dificultades de la falta de información. No existe un balance forestal y agropecuario-energético detallado que permita saber exactamente cual es el impacto del consumo energético de biomasa.

La sostenibilidad del uso de este recurso, en Bolivia está regionalizada. En las zonas tropicales el uso de leña como combustible sería sostenible, de confirmarse las estimaciones realizadas por el Programa Nacional de Biomasa, mientras que en el Altiplano y algunos Valles (como en el caso de Tarija y Chuquisaca) la situación es crítica (⁷³), el indicador más relevante es el tiempo dedicado a la recolección de leña para cocinar, cada vez mayor (⁷⁴). Adicionalmente la excesiva tala de árboles ha provocado la erosión de los terrenos y una pérdida de grandes superficies cultivables.

En las zonas del Altiplano con una baja capacidad de regeneración de su bosque, el combustible principal es el estiércol, lo que implica una pérdida orgánica a los suelos, cada vez más empobrecidos. En estas zonas, la sostenibilidad está en cuestionamiento.

3. El Gas Natural

Desde el punto de vista ambiental, el uso de Gas Natural resulta positivo, respecto a otros combustibles fósiles. De esta forma en el hipotético caso de que se lograra convertir unos 40.000 vehículos a GNC, en el caso del CO₂, se conseguiría evitar la emisión de 182.035 toneladas por año (⁷⁵).

Reducción de Emisiones al Usar GNC en vez de Gasolina en el Transporte Público Susceptible de Conversión de Bolivia (estimado para 40.000 unidades (⁷⁶))

Contaminante	Reducción de las Emisiones	
	Tn/año	%
MP	208	16
NOx	244	5
CO	7.034	28
HC	2.694	51
SO ₂	17	15
Pb	147	61
CO ₂	182.035	9

Fuente: ENERGETICA - Energía para el Desarrollo, 1997.

⁷³ Para el caso del Valle Central de Tarija, en 1994 la GTZ promovió el diseño de un proyecto de Sustitución de Leña por Gas Licuado de Petróleo, sin embargo el mismo no se ejecutó por falta de definición del esquema institucional apropiado.

⁷⁴ Ver datos en el Capítulo VIII

⁷⁵ Considerando una composición promedio del transporte público equivalente a la existente en Cochabamba, lugar donde ENERGETICA realizó su estudio en 1.995

⁷⁶ Equivalente al parque automotor susceptible de conversión a 1.996. Fuente: ENERGETICA 1997

En el caso del CO se tendría una reducción del 28% de emisiones respecto a una situación “sin GNC”; los hidrocarburos no quemados (HC) descenderían hasta un nivel del 51%, respecto a si se utilizara gasolina; el SO₂ y el material particulado bajarían en un 16% y 15% respectivamente y; el plomo (de seguirse utilizando gasolina con plomo), bajaría en un 61%

En general la introducción del GNC en el caso de estos contaminantes, resulta beneficiosa para el medio ambiente. Se debe considerar que a una tasa del 6% de crecimiento anual del transporte público, en el periodo de 10 años prácticamente se habrá duplicado el parque automotor susceptible de conversión y, en 15 años se estará bordeando los 100.000 automotores susceptibles de conversión.

D. Normatividad Ambiental en el Sector Energético

En Bolivia existe un marco legal amplio respecto al tema ambiental. A partir de la promulgación de la Ley del Medio Ambiente en 1992 y posteriormente complementada con los reglamentos pertinentes, se incorporó en todas las leyes del sector energético, regulaciones ambientales. Los aspectos más sobresalientes de este marco legal ambiental se muestran a continuación.

1. Ley del Medio Ambiente

La norma fundamental que rige los temas ambientales es la Ley del Medio Ambiente No. 1333 promulgada en abril de 1992.

Tiene por objeto la protección y conservación del medio ambiente y los recursos naturales, regulando las acciones del hombre con relación a la naturaleza y promoviendo el desarrollo sostenible con la finalidad de mejorar la calidad de vida de la población. El medio ambiente y los recursos naturales constituyen patrimonio de la Nación, su protección y aprovechamiento se encuentran regidos por Ley y son de orden público.

En este contexto se creó La Secretaría Nacional del Medio Ambiente con las siguientes funciones básicas:

- i. Formular y dirigir la política nacional del Medio Ambiente en concordancia con la política general y los planes nacionales de desarrollo y cultural.
- ii. Incorporar la dimensión ambiental al Sistema Nacional de Planificación.
- iii. Planificar, coordinar, evaluar y controlar las actividades de la gestión ambiental.
- iv. Promover el desarrollo sostenible en el país.
- v. Normar, regular y fiscalizar las actividades de su competencia en coordinación con las entidades públicas sectoriales y departamentales.
- vi. Aprobar o rechazar y supervisar los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental de carácter nacional, en coordinación con los Ministerios Sectoriales respectivos y las Secretarías Departamentales del Medio Ambiente.

vii. Promover el establecimiento del ordenamiento territorial, en coordinación con las entidades públicas y privadas, sectoriales y departamentales.

Los Ministerios, organismos e instituciones públicas de carácter nacional, departamental, municipal y local, relacionados con la problemática ambiental, deben adecuar sus estructuras de organización a fin de disponer de una instancia para los asuntos referidos al medio ambiente.

La planificación ambiental debe contemplar los siguientes aspectos:

- a) La formulación de planes, programas y proyectos a corto, mediano y largo plazo, a nivel nacional, departamental y local.
- b) El ordenamiento territorial sobre la base de la capacidad de uso de los ecosistemas, la localización de asentamientos humanos y las necesidades de la conservación del medio ambiente y los recursos naturales.
- c) El manejo integral y sostenible de los recursos a nivel de cuenca y otra unidad geográfica.
- d) Los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental.
- e) Los mecanismos de coordinación y concertación intersectorial interinstitucional e interregional.
- f) Los inventarios, diagnósticos, estudios y otras fuentes de información.
- g) Los medios de evaluación, control y seguimiento de la calidad ambiental.

Así mismo, los objetivos del control de la calidad ambiental son:

- a) Preservar, conservar, mejorar y restaurar el medio ambiente y los recursos naturales a fin de elevar la calidad de vida de la población.
- b) Normar y regular la utilización del medio ambiente y los recursos naturales en beneficio de la sociedad en su conjunto.
- c) Prevenir, controlar, restringir y evitar actividades que conlleven efectos nocivos o peligrosos para la salud y/o deterioren el medio ambiente y los recursos naturales.
- d) Normas y orientar las actividades del Estado y la Sociedad en lo referente a la protección del medio ambiente y al aprovechamiento sostenible de los recursos naturales a objeto de garantizar la satisfacción de las necesidades de la presente y futuras generaciones.

Las obras, proyectos o actividades que por sus características requieran del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental con carácter previo a su ejecución, deberán contar obligatoriamente con la Declaratoria de Impacto Ambiental (DIA), procesada por los organismos sectoriales competentes.

La Declaratoria de Impacto Ambiental incluirá los estudios, recomendaciones técnicas, normas y límites, dentro de los cuales deberán desarrollarse las obras.

a) Del Agua

Las aguas en todos sus estados son de dominio originario del Estado y constituyen un recurso natural básico para todos los procesos vitales. Su utilización tiene relación e impacto en

todos los sectores vinculados al desarrollo, por lo que su protección y conservación es tarea fundamental del Estado y la sociedad.

b) Del Aire y la Atmósfera

Es deber del Estado y la sociedad mantener la atmósfera en condiciones tales que permita la vida y su desarrollo en forma óptima y saludable. El Estado a través de los organismos correspondientes normará y controlará la descarga en la atmósfera de cualquier sustancia en la forma de gases, vapores, humos y polvos que puedan causar daños al medio ambiente.

c) Del Recurso Suelo

El uso de los suelos para actividades forestales deberá efectuarse manteniendo su capacidad productiva, aplicándose técnicas de manejo que eviten la pérdida o degradación de los mismos, asegurando de esta manera su conservación y recuperación.

d) De los Bosques y Tierras Forestales

Los bosques naturales y tierras forestales son de dominio originario del Estado, su manejo y uso debe ser sostenible. Se normará el manejo integral y el uso sostenible de los recursos del bosque, su conservación, producción, industrialización y comercialización, así como la preservación de otros recursos naturales que forman parte de su ecosistema y del medio ambiente en general.

e) De las Areas Protegidas

Las áreas protegidas constituyen áreas naturales declaradas bajo protección del Estado mediante disposiciones legales, con el propósito de proteger y conservar la flora y fauna silvestre, recursos genéticos, ecosistemas naturales, cuencas hidrográficas y valores de interés científico, estético, histórico, económico y social, con la finalidad de conservar y preservar el patrimonio natural y cultural del país.

f) De los Recursos Naturales No Renovables

Pertenecen al dominio originario del Estado todos los recursos naturales no renovables, cualquiera sea su origen o forma de yacimiento, se encuentren en el subsuelo o suelo.

g) De los Recursos Energéticos

Los recursos energéticos constituyen factores esenciales para el desarrollo sostenible del país, debiendo su aprovechamiento realizarse eficientemente, bajo las normas de protección y conservación del medio ambiente.

Las actividades hidrocarburíferas, realizadas por YPF y otras empresas, en todas sus fases, deben contemplar medidas ambientales de prevención y control de contaminación,

deforestación, erosión y sedimentación así como de protección de flora y de fauna silvestre, paisaje natural y áreas protegidas.

Asimismo, deberán implementarse planes de contingencias para evitar derrames de hidrocarburos y otros productos contaminantes.

h) De los Incentivos y las Actividades productivas Vinculadas al Medio Ambiente

El Estado a través de sus organismos competentes establecerá mecanismos de fomento e incentivo para todas aquellas actividades públicas y/o privadas de protección industrial, agropecuaria, minera, forestal y de otra índole, que incorporen tecnologías y procesos orientados a lograr la protección del medio ambiente y el desarrollo sostenible.

2. Ley de Electricidad No.1604

La Ley fue promulgada el 21 de Diciembre de 1994. Entre sus consideraciones más importantes define el uso de aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad, teniendo en cuenta su aprovechamiento múltiple, racional, integral y sostenible.

El ejercicio de la Industria Eléctrica se sujetará a la legislación referida al medio ambiente aplicable al sector.

Se determina que las solicitudes de Concesión de Servicio Público y Licencia a ser presentadas a la Superintendencia de Electricidad, contengan una descripción del uso y aprovechamiento de recursos naturales, así como el estudio de impacto ambiental. En este marco, los contratos de Concesión y de Licencia deberán contener las estipulaciones relativas a la protección y conservación del medio ambiente.

En aplicación a lo dispuesto en la Ley No. 1333 (Ley del Medio Ambiente) el Titular de una Licencia de Generación tiene derecho a solicitar la declaratoria de área protegida a la zona geográfica de la cuenca aguas arriba de las obras hidráulicas para el uso y aprovechamiento de los recursos hídricos inherentes a la respectiva Licencia. El Titular tendrá la obligación de administrar y preservar a su costo el área protegida.

De acuerdo al reglamento de concesiones, licencias y licencias provisionales, la otorgación de Licencias de Generación en el Sistema Interconectado Nacional, así como las concesiones integradas en Sistemas Aislados, que requieran el aprovechamiento de aguas destinadas a la generación de electricidad, se tramitarán ante la Superintendencia de Electricidad y serán otorgadas en forma conjunta con el Superintendente Sectorial de Aguas.

3. Ley de Hidrocarburos No. 1689

Esta Ley fue aprobada en abril de 1996. Dispone que las actividades petroleras, se ejecutarán utilizando técnicas y procedimientos modernos para la explotación de los campos, bajo la supervisión de YPF, a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios, no pudiendo procederse a la quema o venteo de gas, sin previa aprobación expresa de la Secretaría Nacional de Energía y la supervisión y fiscalización de su cumplimiento por parte de YPF.

Así mismo estipula que las disposiciones del artículo 171 de la Constitución Política del Estado (Se reconocen, respetan y protegen en el marco de la ley, los derechos sociales, económicos y culturales de los pueblos indígenas que habitan en el territorio nacional, especialmente los relativos a sus tierras comunitarias de origen, garantizando el uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, su identidad, valores, lengua, costumbre e instituciones) y de la Ley del Medio Ambiente y sus Reglamentos serán aplicados al sector de hidrocarburos.

En julio de 1996 se aprobó con Decreto Supremo No. 24335 el Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos con el objeto de regular y establecer los límites y procedimientos para las actividades del sector hidrocarburos que se lleven a efecto en todo el territorio nacional, relativas a: exploración, explotación, refinación e industrialización, transporte, comercialización, mercadeo y distribución de petróleo crudo, gas natural y su respectiva comercialización, cuyas operaciones produzcan impactos ambientales y/o sociales en el medio ambiente y en la organización socioeconómica de las poblaciones asentadas en su área de influencia.

YPFB y todas las Responsables que hayan suscrito o suscriban contratos de riesgo compartido, contratos de operación y asociación y otras sociedades o asociaciones de empresas que realicen proyectos, obras o actividades relacionadas con la industria de los hidrocarburos, que operen con derivados de petróleo y gas natural, establecidas en territorio boliviano, están sujetas al marco jurídico y regulador ambiental vigente.

Las actividades petroleras relativas a Exploración, Explotación, Transporte y Distribución de gas natural por redes, son proyectos nacionales, tienen carácter de utilidad pública y se hallan bajo la protección del Estado.

El Estado en cumplimiento al Art. 90 de la Ley de Medio Ambiente No 1333, creará incentivos para aquéllas actividades que incorporen en sus operaciones los métodos conducentes a lograr la protección del medio ambiente y el desarrollo sostenible.

Así mismo, este reglamento incluye Normas Técnicas Ambientales para las actividades en el sector hidrocarburos sobre la prospección superficial, la perforación, terminación e intervención, la explotación, el transporte, la industrialización, el mercadeo y distribución, las actividades de apoyo, los planes de contingencia para derrames de petróleo, derivados de hidrocarburos, agua de producción y químicos.

4. Ley Forestal

La Ley Forestal No. 1700 fue promulgada en 12 de Julio de 1.996. Su objetivo es normar la utilización sostenible y la protección de los bosques y tierras forestales en beneficio de las generaciones actuales y futuras, armonizando el interés social, económico y ecológico del país.

Específicamente busca lograr un desarrollo forestal sostenible a través de:

- a) Lograr rendimientos sostenibles y mejorados de los recursos forestales y garantizar la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y el medio ambiente.
- b) Proteger y rehabilitar las cuencas hidrográficas, prevenir y detener la erosión de la tierra y la degradación de los bosques, praderas, suelos y aguas, y promover la reforestación.
- c) Facilitar a toda la población el acceso a los recursos forestales y a sus beneficios, en estricto cumplimiento de las prescripciones de protección y sostenibilidad.
- d) Plan de Manejo Forestal: Instrumento de gestión forestal resultante de un proceso de planificación racional basado en la evaluación de las características y el potencial forestal del área a utilizarse, elaborado de acuerdo a las normas y prescripciones de protección y sostenibilidad y debidamente aprobado por la autoridad competente, que define los usos responsables del bosque, las actividades y prácticas aplicables para el rendimiento sostenible, la reposición o mejoramiento cualitativo y cuantitativo de los recursos y el mantenimiento del equilibrio de los ecosistemas.
- e) Uso integral y eficiente del bosque: La utilización sostenible de la mayor variedad posible, ecológicamente recomendable y comercialmente viable, de los recursos forestales, limitando el desperdicio de los recursos aprovechados y evitando el daño innecesario al bosque remanente.
- f) Utilización sostenible de los bosques y tierras forestales: El uso y aprovechamiento de cualquiera de sus elementos de manera que se garantice la conservación de su potencial productivo, estructura, funciones, diversidad biológica y procesos ecológicos a largo plazo

La ejecución del Régimen Forestal de la Nación se efectuará en armonía con los convenios, internacionales de los que el Estado boliviano es signatario ⁽⁷⁷⁾.

Institucionalmente, el Régimen Forestal de la Nación está a cargo del Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente como organismo nacional rector, la Superintendencia Forestal como organismo regulador y el Fondo Nacional de Desarrollo Forestal como organismo financiero. Participan en apoyo del Régimen Forestal de la Nación las Prefecturas y Municipalidades conforme a la presente ley.

⁷⁷ Particularmente, el Convenio de la Organización internacional de Maderas Tropicales (CIMT) ratificado por Ley No. 867 del 27 de mayo de 1986, el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo ratificado por Ley No. 1257 del 11 de julio de 1991, el Convenio sobre Diversidad Biológica ratificado por Ley No. 1580 del 15 de junio de 1994, la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES) ratificado por Ley No. 1255 del 5 de julio de 1991, la Convención Marco sobre el Cambio Climático ratificado por Ley No. 1576 del 25 de julio de 1994 y la Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación y la Sequía ratificado por Ley No. 1688 del 27 de marzo de 1996

El Sistema de Regulación de Recursos Naturales Renovables (SIRENARE) tiene como objetivo regular, controlar y supervisar la utilización sostenible de los recursos naturales renovables, se encuentra bajo la tuición del Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente, y estará regido por la Superintendencia General e integrado por Superintendencias Sectoriales, de acuerdo a lo establecido en la presente ley y otras leyes sectoriales.

5. Consideraciones Sobre el Marco Legal Vigente

Como se puede observar, se tiene una normatividad amplia que reconoce a las actividades en beneficio del medio ambiente, prevé la posibilidad de obtención de subsidios e incentivos para el desarrollo de actividades beneficiosas al medio ambiente, específicamente el uso de tecnologías limpias.

Se tiene regulaciones para el uso de aguas, aire, suelo y bosques. Asimismo se incorpora conceptos que respetan a las áreas protegidas y los territorios indígenas en términos no solo ambientales sino también culturales.

En este contexto, se puede decir que la promoción de energías renovables y de eficiencia energética, tiene todo el respaldo legal, inclusive para la obtención de incentivos, subsidios y/o fuentes de financiamiento.

El vacío existente, se refiere mas bien a normas y reglamentos específicos que se orienten al uso y consumo de la energía en condiciones de eficiencia y con el menor derroche posible (límites, eficiencias, rangos de tolerancias, etc.). Este es un campo en el cual se debe desarrollar la reglamentación necesaria a fin de poder desarrollar actividades con transparencia y competitividad, sobre todo si existiesen subsidios o incentivos.

E. Implementación Conjunta

Uno de los programas internacionalmente lanzados a partir de la Cumbre de Río y que pretende constituirse en un nexo entre el tema ambiental y el sector energético, es el Programa de Joint Implementation (JI) o de Implementación Conjunta. Este mecanismo aprobado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, permite a los países que forman parte de dicha Convención puedan llevar adelante, de manera conjunta proyectos de mitigación de Gases de Efecto Invernadero.

Específicamente la Implementación Conjunta se refiere a los acuerdos por medio de los cuales una entidad en un país cumple parcialmente su cometido de reducir los niveles de GEI, compensando algunas de sus emisiones domésticas con proyectos de reducción de emisiones o secuestro de GEI en otro país. El Programa de Joint Implementation se puede constituir en un mecanismo de financiamiento bastante importante, orientado a actividades de energías renovables y eficiencia energética.

En este contexto Bolivia se constituye en un país receptor de iniciativas de Implementación Conjunta, reconociendo proyectos dentro de los acuerdos generales de la Convención y comunicando a la misma su desarrollo.

En el país, se han registrado dos proyectos de Joint Implementation, el primero referido al parque forestal Noel Kempf y el segundo en el sector energético, a través de la instalación de 400 paneles fotovoltaicos en Oruro y Chuquisaca, siendo en ambos casos las entidades proponentes de Estados Unidos.

El proyecto del parque forestal está ya en ejecución; mientras que en el proyecto de electrificación fotovoltaica aún están negociando con las Prefecturas de Oruro y Chuquisaca, el esquema financiero para su ejecución.

De manera paralela el Reino de los Países Bajos llevó a cabo una misión de promoción de proyectos de JI a principios de 1997, sin conocerse resultados concretos hasta la fecha.

A diferencia de otros mecanismos de financiamiento y ejecución, en el caso de JI surge la necesidad de cierta puntualización :

- se debe considerar que este tipo de proyectos están en una fase experimental hasta el año 2.000;
- los proyectos a desarrollarse tienen en general un carácter comercial;
- buscan inversiones empresariales;
- registran las emisiones reducidas u omitidas, contabilizándolas ante la Convención Internacional de Cambio Climático; y
- a partir del año 2.000 estas “acciones” o “derechos” de emisión, estarían liberados al mercado.

De esta manera no es simple la aceptación de un proyecto de JI por parte del país. Deberá en previsión futura, para cuando finalice la fase piloto, negociar adecuadamente los derechos de emisión que se obtengan en los diferentes proyectos.

Es explícito que el camino que falta recorrer para lograr determinadas metas de desarrollo económico y humano, aún dentro de un marco de sostenibilidad, involucra necesariamente emisiones nocivas para el medio ambiente.

Esta situación implica que se deban establecer desde el Estado, un mínimo de criterios para la negociación de los mencionados proyectos, salvaguardando los intereses de desarrollo.

VII. IMPACTO DE LAS REFORMAS SOBRE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

A. Planificación e Inversión

1 Bases Normativas, Institucionales y Operativas

La Constitución Política del Estado sancionada en junio de 1995, estipula que la organización económica y los planes desarrollo deben responder esencialmente a principios de justicia social que tiendan a asegurar para todos los habitantes, una existencia digna del ser humano. El régimen económico propenderá al desarrollo mediante la defensa y el aprovechamiento de los recursos naturales y humanos en resguardo de la seguridad del Estado y en procura del bienestar del pueblo boliviano.

En este contexto, no se permitirá la acumulación privada de poder económico en grado tal que ponga en peligro la independencia económica del Estado. No se reconoce ninguna forma de monopolio privado.

El Estado formulará periódicamente el plan general de desarrollo económico y social de la República, cuya ejecución será obligatoria. Este planeamiento comprenderá los sectores estatal mixto y privado de la economía nacional. La iniciativa privada recibirá el estímulo y la cooperación del Estado cuando contribuya al mejoramiento de la economía nacional.

Las explotaciones a cargo del Estado se realizarán de acuerdo a planificación económica y se ejecutarán preferentemente por entidades autónomas, autárquicas o sociedades de economía mixta.

En el marco del Art. 171 de la CPE, el Estado debe garantizar:

- La participación de comunidades tradicionales y pueblos indígenas en los procesos del desarrollo sostenible y uso racional de los recursos naturales renovables, considerando sus particularidades sociales, económicas y culturales, en el medio donde desenvuelven sus actividades.
- El rescate, difusión y utilización de los conocimientos sobre uso y manejo de recursos naturales con la participación directa de las comunidades tradicionales y pueblos indígenas.

Es importante destacar que en el marco del proceso de Descentralización Administrativa y la Participación Popular, las regiones asumen un rol protagonista para el desarrollo de su jurisdicción.

El D.S. 24.206 de diciembre de 1995, mediante el cual se define la Organización del Poder Ejecutivo a Nivel Departamental, establece que en cada Prefectura, la Secretaría Departamental de Desarrollo Sostenible tenga a su cargo la planificación del desarrollo de su jurisdicción territorial, de conformidad a las disposiciones nacionales que regulan la materia (electricidad, hidrocarburos, agua, etc.). Está a su cargo el seguimiento y fiscalización del uso

racional de los recursos naturales, la preservación del medio ambiente, la supervisión en la formulación de los programas y proyectos de inversión pública y la formulación del Proyecto de Presupuesto de la Prefectura.

La Secretaría Departamental de Desarrollo Económico tiene a su cargo la gestión y dirección de programas, proyectos y acciones vinculados a la promoción del desarrollo económico, en el marco de las políticas y normas nacionales correspondientes.

La Secretaría Departamental de Desarrollo Humano tiene a su cargo lo inherente al desarrollo, la formación, el bienestar y calidad de vida de la persona, asegurando la compatibilidad de su administración con las políticas nacionales que regulan la materia.

En el caso de la Secretaría Departamental de Participación Popular, esta tiene a su cargo la promoción, coordinación y apoyo al proceso de Participación Popular en el departamento, cumpliendo con lo previsto en la asignación de recursos económicos.

Las Normas Básicas del Sistema Nacional de Inversión Pública fueron aprobadas en junio de 1996 mediante la Resolución Suprema 216768. Esta disposición establece que el Ministerio de Hacienda es Órgano Rector del Sistema Nacional de Inversión Pública y encargado de regular los procesos de asignación de recursos públicos a los proyectos inversión, mediante la aplicación de criterios de eficiencia y responsabilidad por la función pública.

En este marco, el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) es el conjunto de normas, instrumentos y procedimientos comunes para todas las entidades del sector público, para formular, evaluar, priorizar, financiar y ejecutar los proyectos de inversión pública que, en el marco de los planes de desarrollo nacional, departamentales y municipales, constituyan las opciones mas convenientes desde el punto de vista económico y social.

El Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) considera los siguientes niveles institucionales:

- Nacional: Que comprende a todos los Ministerios, las Secretarías Nacionales, entidades descentralizadas, empresas públicas y fondos de inversión y desarrollo que canalizan recursos para la inversión pública sectorial.
- Departamental: Que comprende a todas las Prefecturas Departamentales y sus Entidades Dependientes, que canalizan recursos para la inversión pública regional.
- Municipal: Que comprende a todos los Gobiernos Municipales y sus Entidades Dependientes que canalizan recursos para la inversión pública local.

2. Alcance e Institucionalidad

En la implementación de políticas de desarrollo sostenible, las instituciones a nivel estatal que asumen responsabilidades son: la Secretaría Nacional de Planificación (SNP) dependiente del Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación; la Secretaría Nacional de Inversión Pública y

Financiamiento Externo (SNIP) dependiente del Ministerio de Hacienda; y los Fondos Estatales dependientes del Ministerio de la Presidencia.

El Sistema Nacional de Planificación (SISPLAN) es el mecanismo obligatorio para la definición de planes a largo plazo y la programación de recursos a mediano y corto plazo, a nivel de políticas nacionales, departamentales y municipales. Sin embargo, este sistema tiene todavía problemas de implementación en la coordinación intersectorial a nivel del Gobierno Central, como también entre los niveles centrales, departamentales y municipales.

Generalmente, las políticas sectoriales son diseñadas sin mayor participación de otros sectores o de la Secretaría Nacional de Planificación, entidad responsable para la elaboración de los lineamientos generales de la política nacional. Por otro lado, las Prefecturas y Municipios no siempre consultan a la política sectorial para la programación de sus inversiones.

A nivel de la Descentralización, la Dirección de Planificación dependiente de la Secretaría Departamental de Desarrollo Sostenible de cada Prefectura, es responsable de elaborar el Plan de Desarrollo Departamental en el marco del Sistema Nacional de Planificación, administrar las políticas y normas nacionales en materia de recursos naturales, supervisar y realizar estudios socioeconómicos y productivos y obtener información para apoyar el proceso de planificación. Asimismo, debe identificar, formular y evaluar los proyectos de inversión pública en el departamento, de conformidad al Sistema Nacional de Inversión Pública.

Por otra parte, la Dirección de Infraestructura de la Secretaría Departamental de Desarrollo Económico es responsable de supervisar la ejecución de los programas y proyectos de inversión pública, favoreciendo el desarrollo de la infraestructura departamental.

Entre las principales funciones de la Secretaría Departamental de Desarrollo Sostenible se pueden citar las siguientes:

- Elaborar el Plan de Desarrollo Departamental en coordinación con los diferentes actores públicos y privados y de conformidad al Plan General de Desarrollo Económico y Social.
- Promover la planificación territorial mediante la formulación y ejecución de planes de uso del suelo, en el marco del Plan Departamental de Ordenamiento Territorial.
- Apoyar a las dependencias de la Prefectura y a los Gobiernos Municipales en la elaboración de sus planes sectoriales.
- Elaborar los reglamentos específicos de los sistemas de Planificación, Inversión y Programación de operaciones, en el marco de las disposiciones nacionales.
- Elaborar, en coordinación con las demás Secretarías Departamentales y Direcciones, el Programa Anual de Inversiones de la Prefectura.
- Planificar y promover campañas provinciales y municipales de capacitación y concientización destinadas a fomentar la preservación del medio ambiente y uso racional de los recursos naturales.
- Organizar y promover con universidades y centros de investigación y/o educación superior, públicas o privadas, nacionales o internacionales, la elaboración de planes, programas y proyectos que contribuyan al desarrollo económico y social de su jurisdicción territorial.

A nivel Municipal, los Planes de Desarrollo Municipal (PDM) y los Planes Anuales Operativos (PAO's) de los Municipios orientan sus inversiones a largo, mediano y corto plazo. En la elaboración participan las Organizaciones Territoriales de Base (OTB's), representando a las comunidades y organismos dentro de cada Municipio. La implementación de los planes está controlada por lo Comités de Vigilancia constituidos en el marco de la Ley de Participación Popular y que son el mecanismo de control social que evalúa el grado de cumplimiento de los PDM y PAO's.

Aunque en los primeros años de Participación Popular han ocurrido varios problemas en la elaboración y ejecución de esos planes, son instrumentos válidos para la priorización de las demandas municipales.

Finalmente, el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) se debe inter-relacionar con los sistemas establecidos en el país de la siguiente manera:

- Tomar como marco de referencia para los Proyectos de inversión de las entidades públicas, los Planes de Desarrollo y la programación de mediano plazo resultantes del Sistema Nacional de Planificación.
- El Programa de Inversión Pública debe formar parte de la programación integral de las operaciones de las entidades públicas.
- Los Proyectos de inversión incluidos en el Programa de Inversión pública, deben incorporarse en los presupuestos de las entidades públicas y en el Presupuesto General de la Nación (PGN).

Así mismo, se constituye el Consejo de Desarrollo Nacional como el nivel de coordinación del Sistema Nacional de Inversión Pública, con la función de concordar los Sistemas Nacionales de Planificación e Inversión Pública y concertar las prioridades de inversión pública y cooperación técnica para su posterior negociación e incorporación en el Programa de Inversión Pública y en el PGN.

3. Recursos Económicos e Inversión Pública

La orientación de la inversión pública se realiza a través del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) cuyos objetivos son:

- Lograr una eficiente asignación y administración de los recursos públicos destinados a la inversión, maximizando sus beneficios socioeconómicos.
- Establecer las metodologías, parámetros y criterios para la formulación, evaluación y ejecución de proyectos que deberán aplicar las entidades del sector público para el desarrollo de sus Proyectos de Inversión Pública.
- Establecer los procedimientos por los cuales los Proyectos de inversión Pública, accederán a las fuentes de financiamiento interno y externo, y se incorporarán al Presupuesto General de la Nación.

- Establecer los procedimientos para el co-financiamiento de proyectos de inversión entre las entidades públicas y el Gobierno Central.
- Asegurar la disponibilidad de información actualizada, oportuna y confiable sobre la inversión pública.
- Asegurar una permanente coordinación y complementación entre el SNIP el Sistema Nacional de Planificación y los otros sistemas establecidos. Los sistemas nacionales de Planificación e Inversión Pública definirán las estrategias y políticas gubernamentales que serán ejecutadas mediante los sistemas de Administración y Control que regula la Ley SAFCO.

En este contexto los recursos para la inversión pública tienen dos fuentes: a nivel del Estado Central, es el Tesoro General de la Nación y los Fondos Estatales y, a nivel de las regiones los recursos económicos de dominio y uso departamental provienen de:

- Las regalías departamentales creadas por Ley.
- Los recursos del Fondo Compensatorio Departamental.
- El 25% de la recaudación efectiva del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus derivados.
- Los créditos y empréstitos Internos y externos contraídos de acuerdo a las normas del Sistema Nacional de Tesorería y Crédito Público.

La participación departamental del 25% de la recaudación efectiva del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus derivados, así como las regalías (Madereras, hidrocarburíferas y mineras), serán abonadas automáticamente por el Tesoro General de la Nación las cuentas fiscales correspondientes de cada Prefectura.

Los proyectos departamentales de inversión pública serán formulados y ejecutados en el marco del Plan General de Desarrollo Económico y Social de la República y de conformidad a las Normas Básicas del Sistema Nacional de Inversión Pública y sus reglamentos específicos.

Las Prefecturas podrán co-financiar proyectos de inversión con los Gobiernos Municipales y otras Prefecturas, según lo establecido en el Plan General de Desarrollo Económico y Social de la República y en las prioridades de los Planes de Desarrollo Departamental.

Toda gestión de financiamiento externo deberá realizarse a través del Ministerio de Hacienda en el marco de lo establecido por las Normas Básicas del Sistema Nacional de Inversión Pública.

Las empresas que prestan servicios públicos en los departamentos, informarán de sus planes, programas y proyectos a la Prefectura respectiva, para su incorporación en el marco del Plan General de Desarrollo Económico y Social de la República y del Plan de Desarrollo Departamental.

4. Planificación y Desarrollo Sustentable

La Ley del Medio Ambiente No. 1333 de abril de 1992 establece en su Art. 11 que la planificación del desarrollo nacional y regional del país deberá incorporar la dimensión ambiental a través de un proceso dinámico permanente y concertado entre las diferentes entidades involucradas en la problemática ambiental.

Entre los instrumentos básicos de la planificación ambiental se incluyen:

- La formulación de planes, programas y proyectos a corto, mediano y largo plazo, a nivel nacional, departamental y local.
- El ordenamiento territorial sobre la base de la capacidad de uso de los ecosistemas, la localización de asentamientos humanos y las necesidades de la conservación del medio ambiente y los recursos naturales.
- El manejo integral y sostenible de los recursos a nivel de cuenca y otra unidad geográfica.
- Los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Los mecanismos de coordinación y concertación intersectorial interinstitucional e interregional.

Constituye prioridad nacional la planificación, protección y conservación de las aguas en todos sus estados y el manejo integral y control de las cuencas donde nacen o se encuentran las mismas. El Estado promoverá la planificación, el uso y aprovechamiento integral de las aguas, para beneficio de la comunidad nacional con el propósito de asegurar su disponibilidad permanente, priorizando acciones a fin de garantizar agua de consumo para toda la población.

En el caso del Aire y la Atmósfera, el Estado normará y controlará la descarga en la atmósfera de cualquier sustancia en la forma de gases, vapores, humos y polvos que puedan causar daños a la salud, al medio ambiente, molestias a la comunidad o sus habitantes y efectos nocivos a la propiedad pública o privada.

Por otra parte, el uso de los suelos para actividades agropecuarias forestales deberá efectuarse manteniendo su capacidad productiva, aplicándose técnicas de manejo que eviten la pérdida o degradación de los mismos, asegurando de esta manera su conservación y recuperación. Los bosques naturales y tierras forestales son de dominio originario del Estado, su manejo y uso debe ser sostenible, buscando la preservación de otros recursos naturales que forman parte de su ecosistema y del medio ambiente en general.

Finalmente, los recursos energéticos constituyen factores esenciales para el desarrollo sostenible del país, debiendo su aprovechamiento realizarse eficientemente, bajo las normas de protección y conservación del medio ambiente. Las actividades hidrocarburíferas, realizadas por YPFB y otras empresas, en todas sus fases, deberán contemplar medidas ambientales de prevención y control de contaminación. Asimismo, deberán implementarse planes de contingencias para evitar derrames de hidrocarburos y otros productos contaminantes.

5. *El rol de las Instituciones*

Sectorialmente, los Ministerios del Poder Ejecutivo que participan en el proceso de inversión pública deberán:

- Elaborar y establecer los reglamentos específicos que aseguren el funcionamiento del SNIP en el ámbito interno de cada Ministerio.
- Establecer en los sectores de su competencia y en concordancia con el Plan General de Desarrollo Económico y Social, las políticas de inversión para proyectos sectoriales y de co-financiamiento de proyectos con las Prefecturas y Gobiernos Municipales. Estas políticas deben ser observadas por las Secretarías Nacionales y Entidades bajo su tuición, incluyendo los Fondos de Inversión y Desarrollo, y deberán ser comunicadas al Órgano Rector del SNIP.
- Consolidar, evaluar y priorizar los requerimientos de financiamiento presentados por las Secretarías Nacionales y las entidades bajo su tuición, y los de Prefecturas y Municipios cuando corresponda a su sector, para ser integrados en el Programa de Requerimientos de Financiamiento del Ministerio y enviarlo al Órgano Rector para su gestión y contratación.

Las Secretarías Nacionales y entidades bajo su tuición que participen en el proceso de inversión pública tendrán las siguientes funciones:

- A partir de las metodologías parámetros y criterios determinados por el Órgano Rector del SNIP, elaborar metodologías de formulación y evaluación específicas para proyectos correspondientes a sus respectivos sectores y asegurar la aplicación de los mismos en el desarrollo de las labores de Preinversión de todos los proyectos de su competencia.
- Elaborar la propuesta de políticas de inversión de su respectivo sector y asistir al nivel ministerial correspondiente en el establecimiento de las políticas de inversión para todos los sectores que integran el ámbito de acción del Ministerio.
- Realizar las actividades de identificación y de Preinversión, que comprenden desde la elaboración de especificaciones técnicas hasta la contratación de los estudios correspondientes, para proyectos sectoriales y co-financiados en el área de su competencia.
- Elaborar el Presupuesto de Inversión Pública de la Secretaría y de las entidades bajo su tuición, que incluya proyectos sectoriales y proyectos co-financiados, en el marco de las políticas de inversión y co-financiamiento establecidas para sus áreas de competencia.
- Cuantificar los requerimientos de financiamiento externo, interno y de cooperación técnica y elaborar su Programa de Requerimientos de Financiamiento.
- Programar y supervisar la ejecución de los proyectos sectoriales y co-financiados, en coordinación con las Prefecturas Departamentales y los Gobiernos Municipales, cuando corresponda, efectuar las contrataciones para su ejecución, y realizar el seguimiento físico y financiero correspondiente.
- Evaluar los resultados alcanzados mediante la ejecución de proyectos sectoriales y co-financiados, para la verificación del cumplimiento de políticas sectoriales de inversión.

Así mismo, se establece que los Fondos de Inversión y Desarrollo (Fondo de Desarrollo Campesino FDC, Fondo Nacional de Desarrollo Regional FNDR, Fondo de Inversión Social FIS,

Fondo Nacional de Desarrollo Alternativo FONADAL, etc.) tengan las siguientes funciones en relación al SNIP:

- Determinar los procedimientos para la aplicación de las políticas de co-financiamiento en los sectores comprendidos en su ámbito de competencia, en sujeción a las políticas definidas por el Ministerio del área.
- Evaluar los proyectos presentados por las Prefecturas Departamentales y Gobiernos Municipales de acuerdo a las políticas, criterios e indicadores establecidos en los procedimientos de co-financiamiento.
- Cuantificar los requerimientos de financiamiento externo, interno y de cooperación técnica y elaborar el Programa de Requerimientos de Financiamiento, a partir de las demandas de co-financiamiento de las Prefecturas Departamentales y Gobiernos Municipales y remitirlo al Órgano Rector del SNIP para su gestión y contratación.
- Comprometer de parte de las Prefecturas Departamentales y Gobiernos Municipales, aportes de co-financiamiento a utilizarse como contraparte para la captación de financiamientos externos y para cubrir los costos administrativos y operativos imputables a los proyectos.
- Elaborar el Presupuesto de Inversión Pública para el co-financiamiento de proyectos, en el marco de las políticas de inversión y co-financiamiento establecidas para sus áreas de competencia.
- Co-financiar Proyectos en sus fases de Preinversión e inversión con las Prefecturas Departamentales y Gobiernos Municipales
- Realizar el seguimiento físico y financiero de los proyectos co-financiados y remitir los resultados al Órgano Rector del SNIP.
- Evaluar los resultados alcanzados mediante la ejecución de proyectos co-financiados, para la verificación del cumplimiento de políticas sectoriales y la revisión o actualización de las políticas de co-financiamiento del Ministerio del área.

Finalmente, las Prefecturas Departamentales, Gobiernos Municipales y entidades dependientes deben:

- Elaborar y establecer los reglamentos específicos que aseguren el funcionamiento del SNIP en el ámbito interno de su competencia.
- Llevar a cabo - en el marco de los Planes de Desarrollo Departamentales y Municipales - las actividades de identificación de proyectos y la elaboración o contratación de estudios de Preinversión dentro de su ámbito de competencia, aplicando las metodologías, parámetros y criterios establecidos por el Órgano Rector del SNIP.
- Formular los presupuestos de inversión departamentales y municipales en el marco de los Planes de Desarrollo correspondientes y remitir los mismos al Órgano Rector del SNIP.
- Elaborar los Programas de Requerimientos de Financiamiento para su consideración y aprobación por los respectivos niveles de decisión departamental y municipal, y su posterior remisión al Órgano Rector del SNIP, para su consideración en las gestiones de financiamiento.
- Programar y supervisar la ejecución de los Proyectos de Inversión Pública y efectuar las contrataciones para su ejecución.

- Efectuar el seguimiento físico y financiero de los Proyectos de Inversión bajo su administración, preparar informes periódicos para su presentación a las instancias correspondientes y remitirlos al Órgano Rector del SNIP
- Evaluar los resultados alcanzados mediante la ejecución de sus proyectos para la verificación del cumplimiento de políticas locales, regionales y sectoriales de inversión.
- Participar con el Órgano Rector del SNIP, en la elaboración y desarrollo de programas de capacitación para el personal profesional y técnico de nivel departamental y municipal.

B. Planificación Sectorial

1. Planificación del Sector Eléctrico

Con relación al proceso de planificación de las expansiones del sector eléctrico, la nueva Ley de Electricidad establece que será la Secretaría Nacional Energía quien elaborará un Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional, así como Planes Indicativos para los Sistemas Aislados.

Tales planes orientarán a los agentes privados con relación a las posibilidades de inversión en el sector, que a criterio de la Secretaría responden a un óptimo económico para el país. Sin embargo tal como se analizó en el Capítulo II, al recaer la decisión final en la Superintendencia de Electricidad, en algún caso se podría generar una contraposición de intereses entre los proyectos que pretenda desarrollar el sector privado y aquellos que la Secretaría Nacional de Energía considere importantes para el desarrollo del país y los intereses nacionales.

En la actualidad, la Secretaría Nacional de Energía se encuentra formulando el Plan Referencial de Desarrollo del Sector Eléctrico así como el Plan Indicativo para los Sistemas Aislados.

La posibilidad de que se den prácticas colusivas⁽⁷⁸⁾ en el sector, así como otro tipo de distorsiones que atenten contra un sano desarrollo de la economía, hace que en general se plantee la necesidad de contar con una Ley Anti-dumping que evite ese tipo de prácticas.

2. Planificación del Sector Hidrocarburos

El desarrollo del sector está orientado a satisfacer las necesidades de los mercados de exportación. Es importante resaltar, que en el caso del petróleo crudo, las empresas productoras no están en la obligación de atender prioritariamente las necesidades del mercado interno.

En este contexto, la planificación del sector está íntimamente ligada una visión de desarrollo empresarial, que no necesariamente puede corresponder con las necesidades del desarrollo nacional, especialmente en aquellos casos referidos a las áreas fuera del Eje Central.

⁷⁸ Situación comentada en el Capítulo III de este estudio.

En la nueva Ley de Hidrocarburos se obvia la consideración de la planificación y se deja abierto el desarrollo del sector a las fuerzas del mercado.

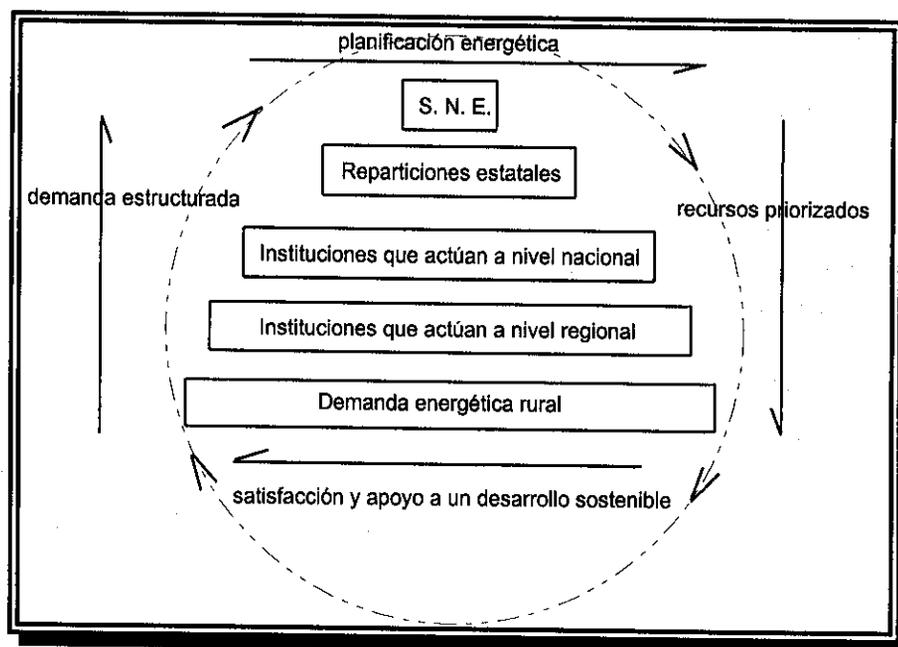
3. Planificación de la Energización Rural

En el "Plan General de Desarrollo Económico y Social" del año 1994, se da las pautas para el subsector de energía rural, cruzando las reformas administrativas con los lineamientos de las políticas sectoriales: *"Se dará énfasis al uso productivo de la energía y a las iniciativas comerciales con participación privada. Se priorizarán las demandas mediante los mecanismos de la Participación Popular. Los sistemas de provisión de energéticos operarán bajo los principios del co-financiamiento, la innovación tecnológica y la gestión de la demanda."*

Considerando la Estrategia de Energía Rural, las demandas de energización rural deberían de ser resultados de una concertación, priorización y estructuración de la demanda, en el marco de la Planificación Participativa Municipal.

Teóricamente, este proceso se plantea en términos de lograr un alto nivel de coordinación de acciones con los actores intermedios del sector que se identifiquen, buscando una especialización en las tareas que dichos actores realicen y/o se les encomiende.

El marco institucional planteado permite diferenciar por lo menos cinco niveles diferentes de actores, los cuales en cascada (más amplia a medida que va descendiendo) conformarían el espectro institucional del sector.



En un primer nivel se encuentra la Secretaría Nacional de Energía, como cabeza de sector. Un segundo nivel contiene a los actores estatales a nivel de formulación de políticas globales para el sector rural (Secretaría de Desarrollo Rural y Provincial, Secretaría Nacional de Medio

Ambiente, Secretaría de Participación Popular etc.). El tercer nivel de la cascada esta conformado por aquellas instituciones estatales (Fondos de Desarrollo, Proyectos específicos), ONG's, Agencias de Cooperación Internacional (ACI's), que trabajan específicamente en el sector energético rural a nivel nacional y/o regional en los diferentes temas (planificación, financiamiento, asistencia técnica, ejecución de programas nacionales etc.). El cuarto nivel esta compuesto por instituciones de carácter regional ejecutoras operativas y relacionadas directamente con la demanda rural de energía (Prefecturas, Consejos de Departamentales, Municipios, ONG's, ACI's, etc.). Finalmente en el último nivel se encuentran los demandantes de energía organizados.

A través de la aplicación de la ley de Participación Popular, esta pirámide institucional, permite articular y organizar mejor las respuestas que se den al área rural en materia de energía. De abajo hacia arriba de la pirámide (de los demandantes hacia el Estado), cada vez que se sube un escalón se logra la estructuración de la demanda, debidamente priorizada⁽⁷⁹⁾, concertada y organizada por los demandantes de energía, lo que permite la realización de una planificación energética construida a partir de las demandas.

Del Estado hacia los demandantes se posibilita la asignación y canalización de recursos priorizados debidamente, en función de las demandas planteadas, utilizando los mecanismos definidos en la Ley de Participación Popular. Esta disponibilidad de recursos permite la satisfacción de las necesidades energéticas, contribuyendo a crear condiciones para un desarrollo rural sostenible.

La acción del Estado se concentra por tanto a una labor normativa, facilitadora, de coordinación, promoción e información a los actores involucrados que serán los reales ejecutores de las políticas energéticas en el área rural.

Es así que a partir de la Estrategia Nacional de Energía Rural surge la elaboración del Plan Indicativo Nacional de Electrificación Rural, los Planes Departamentales Indicativos de Electrificación Rural, y las Programas de Inversión en Electrificación Rural, que al verificar su cumplimiento no guardan relación con las demandas de electrificación registradas por los diferentes Municipios a nivel nacional y menos aún, con los Proyectos de electrificación rural que ejecutan algunas Prefecturas, al margen de la normativa y planificación existente⁽⁸⁰⁾.

⁷⁹En el pasado se dieron formas "sofisticadas" de canalizar las demandas de electrificación rural. Un ejemplo es la ley 1123 de Noviembre de 1.976, la cual por presión política ejercida por los residentes, dispone la electrificación de 35 poblaciones rurales de Tarija, Potosí y Chuquisaca. Una vez presente en las zonas, el INER no tenía medios físicos y técnicos para cumplir esa ley debido a la situación de las mismas (poblaciones excesivamente dispersas, demandas mínimas casi inexistentes etc.). Finalmente se electrificaron dos poblaciones.

⁸⁰ Cochabamba fue el primer departamento que a principios de 1.996 tuvo un Plan Indicativo Departamental de Electrificación Rural (elaborado en el marco de la Estrategia Nacional Rural). Como producto de la privatización de algunas empresas regionales, la Prefectura dispuso a mediados de 1.996 de recursos frescos, esta situación hizo que se incorpore un proyecto de electrificación rural dentro el "Plan de Emergencia". Sin embargo, al ejecutarse el citado proyecto, no se recuperaron en lo mínimo los principios de la Estrategia Nacional de Energía Rural y menos el Plan Indicativo. Sin previa evaluación de alternativas, se extendieron líneas eléctricas (400 km) con una inversión cercana a los 4 millones de dólares. El financiamiento del proyecto fue íntegramente estatal (95%), las demandas no fueron priorizadas localmente (se llevaron líneas a zonas con saldos migratorios negativos y de alta pobreza), no se

Es evidente el desencuentro entre los planes, estrategias y programas generados a nivel macro y las demandas y proyectos que efectivamente se están ejecutando.

Es decir, en la práctica aún no ha sido posible la implementación de este proceso debido fundamentalmente a que la estructura sectorial responde todavía a un modelo de planificación, decisiones e inversiones de corte centralizado.

La urgencia para adaptar la estructura institucional a la nueva realidad existente, particularmente en éste área es manifiesta.

4. Planificación Prospectiva

Un otro componente que no toca la planificación sectorial (en el sector eléctrico e hidrocarburos principalmente), es aquel referido a la planificación prospectiva de desarrollo del sector y de mercados de futuro, con particular interés en el mercado eléctrico y de hidrocarburos. Es decir incorporar la capacidad de análisis para decidir sobre la conveniencia o no de realizar una inversión, postergarla o no y, precisar los grados de incertidumbre en las variables en juego (precios, demandas, tasas, etc.).

El poder estudiar los escenarios futuros de comportamiento del mercado energético, parece de importancia absoluta puesto que la apreciación de rentabilidades posibles, ingresos, ventas, producción, etc. en estos sectores, pueden permitir la ejecución de políticas de precios, políticas fiscales relativas a impuestos y recaudaciones, etc. así como la mejor estructuración de los planes indicativos de expansión del sector y que se pondrá a consideración del sector privado.

En ese campo, el análisis de riesgos, la determinación de los grados de incertidumbre, los costos de oportunidad, la evolución de los precios futuros y otros pueden constituirse en elementos determinantes en la planificación de la expansión del sector.

Si bien el tamaño del mercado energético boliviano a primera vista parece no sugerir una implementación en este sentido, se debe considerar que se actuará en un mercado ampliado (MERCOSUR, Comunidad Andina, etc.) y en la medida que se vaya consolidando los procesos de integración energética, variables de referencia de los mercados externos pueden afectarnos directamente. Es así que se ratifica la necesidad de iniciar actividades en lo referente a la prospección de mercados de futuro, sin que esto signifique equiparar en importancia, inicialmente por lo menos, esta actividad con la prioridad de la energización rural, por ejemplo.

contemplaron estrategias para incorporar zonas ya electrificadas con energías renovables llevando directamente la línea sin un relevamiento de la infraestructura existente (por ejemplo: Chimboata hace 4 años tiene paneles fotovoltaicos adquiridos por los campesinos a través de crédito; Epizana y Totora hace 10 años son abastecidas por una MCH de 100 kW), y se duplicaron inversiones estatales (en Independencia el anterior gobierno dotó de una red de distribución nueva abastecida por un equipo a diesel, en el proyecto se contempla la construcción de una nueva red de distribución). Finalmente los usuarios no se han conectado a la red como se esperaba (el costo de acceso de \$US 280), en algunas comunidades no hay conexiones a pesar de estar la red instalada. En la práctica, muchas poblaciones contempladas originalmente en el proyecto, no están siendo atendidas por su dispersión, lo que ratifica la ausencia de coordinación, priorización y planificación.

5. Planificación y Objetivos del Desarrollo Sostenible. Compatibilidad

No es posible aseverar categóricamente la compatibilidad global del modelo con los objetivos del desarrollo sostenible. Las diferentes facetas que involucran este análisis así como las estrechas interrelaciones existentes entre los diferentes sectores lo impiden. Las reformas efectuadas en Bolivia se pueden separar en dos grupos: el primero, un bloque de reformas estructurales de corte económico que marcan el ingreso de Bolivia hacia una economía de mercado, globalizada y altamente competitiva; y el segundo bloque de reformas reflejan la intención de introducir mejoras en términos sociales, redistributivos (en el plano económico) y, participativos y descentralizadores (en el plano democrático).

Evaluando el desarrollo del plano social se puede decir a nivel general ⁽⁸¹⁾ que existen contraposiciones entre la política social y la actual política económica. En este aspecto el modelo de desarrollo encarado en el país dificulta el saldar la deuda social, lo que significa un riesgo para la sostenibilidad en el mediano y largo plazo. La pobreza será aún persistente. En el sector energético, los temas de cobertura, oportunidad y equidad en el acceso a la energía, requerirán de esfuerzos notables (en términos políticos y de inversión) para una implementación efectiva ⁽⁸²⁾.

En términos estrictamente macro económicos el modelo exportador planteado (principalmente de Gas Natural) y en ejecución, es riesgoso, pues si bien existirá un crecimiento real de la economía, este puede ser coyuntural sobre todo si no se utilizan bien los recursos que se obtengan de la exportación. Los excedentes deberían permitir desarrollar actividades económicas de mayor valor agregado y, que permitan diversificar la economía del país. En efecto, bajo políticas adecuadas es posible controlar el riesgo de una mala aplicación de los excedentes financieros, lo que implica un fortalecimiento del Estado en su rol normativo y de generador de políticas sostenibles.

Finalmente en el plano de los recursos naturales y el medio ambiente, existe todo un entorno legal auspicioso para el sector energético. Mientras exista un cumplimiento de las normas establecidas, por lo menos sectorialmente no habrían problemas mayores que atenten a la sostenibilidad.

En este contexto, sería importante introducir el concepto de una Tasa Interna de Retorno Sostenible (TIRS) que permita evaluar los proyectos de desarrollo. Esta TIR Sostenible, incorporaría en su concepción aspectos financieros, económicos y ambientales ⁽⁸³⁾, debidamente ponderados bajo criterios de política energética.

⁸¹ Publicaciones de prensa sobre el proceso de Dialogo Nacional que encara el actual gobierno. Octubre 1.997

⁸² Aunque ya existen líneas lanzadas en este sentido como las Estrategias de Energía Rural, Eficiencia Energética y Promoción de Inversiones.

⁸³ Proyecto de Reglamento de Electrificación Rural. Zannier, Ríos. 1997

C. Sistema de Información

1. Sistema de Información sobre Inversiones (SISIN)

A nivel del Estado se cuenta con el Sistema de Información sobre Inversiones (SISIN), como un instrumento del SNIP que reconoce al Proyecto de Inversión Pública como unidad del sistema y permite recopilar, almacenar, procesar y difundir la información de carácter financiero y no financiero, relativa al ciclo de vida de cada proyecto y su financiamiento.

El funcionamiento del SISIN se ajustará a las siguientes normas básicas:

- El SISIN es un sistema de uso obligatorio para el procesamiento de la información relacionada a los Proyectos de inversión de todo el Sector Público.
- El SISIN se debe vincular y compatibilizar con el Sistema Integrado de Información Financiera del Sector Público y con otros sistemas de información relacionados al proceso de inversión de las entidades públicas.
- El SISIN está estructurado a partir de una base de datos central de información a nivel del Órgano Rector del SNIP, y bases de datos descentralizadas en los Ministerios, las Secretarías Nacionales y las Prefecturas Departamentales, sin perjuicio de otras bases de datos que existan a nivel interno de las entidades públicas nacionales, sectoriales, departamentales y municipales.

Todos los proyectos de inversión pública se deben registrar en el SISIN desde su identificación como idea en las bases de datos descentralizadas y deberán ser remitidos a la base de datos central del sistema. El registro de los proyectos en el SISIN constituye requisito para su incorporación en el Programa de Inversión Pública.

Todas las entidades públicas están obligadas a proveer al Órgano Rector del SNIP de la información relativa a sus procesos de inversión en los plazos y formas a ser establecidos mediante reglamentación específica. Asimismo, el Órgano Rector del SNIP tiene la obligación de mantener informadas a todas las entidades públicas de los registros de información contenidos en la base de datos central del SISIN.

Para la incorporación de proyectos en el Presupuesto de Inversión Pública, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- Estar registrado en el SISIN
- Contar con los estudios y evaluaciones que recomienden la asignación de recursos al proyecto.
- Contar con el dictamen de la entidad pública encargada del proyecto, por el cual se recomienda su ejecución .
- En caso de tratarse de proyectos que vayan a ser ejecutados por una entidad pública pero cuyos costos de operación vayan a ser financiados por una entidad diferente, disponer de un convenio específico suscrito entre ambas instituciones, en el cual se detallen las responsabilidades y compromisos asumidos por cada una de ellas.

- Contar con la ratificación escrita de las entidades que participen en el co-financiamiento del proyecto, cuando corresponda.

2. Sistema de Información Energética

Una planificación sectorial solo será posible en la medida en que se cuente con información amplia, transparente y accesible, situación ideal lejos de alcanzar si no se incorporan actividades para centralizar la información, aglutinarla, procesarla y tenerla disponible a quien la requiera.

Actualmente, no existe un sistema de información energética en el país, como tal. La información esta fragmentada y distribuida en diferentes instituciones e instancias gubernamentales.

El INE (Instituto Nacional de Estadística), abarca en mayor grado información de índole socioeconómica, aunque se han incorporado algunas particularidades energéticas referidas a la exportación de hidrocarburos y la venta de energía eléctrica por parte de las empresas del sector.

Por su parte la Secretaría Nacional de Energía está actualizando su base de datos referidos a los balances energéticos nacionales incorporando también algunos indicadores como la intensidad energética ⁽⁸⁴⁾.

En las Superintendencias respectivas se tiene información referida a la evolución de precios, tarifas, concesiones, licencias y otras que hace al sistema de regulación sectorial.

La información sobre el marco legal se puede recoger de la Gaceta Oficial Boliviana, donde se publican oficialmente todas las disposiciones legales (Leyes, Decretos, Resoluciones, etc.). Sin embargo, muchas veces determinadas disposiciones no se encuentran ni en archivos, pues la gestión de información aún no se ha modernizado. En ese contexto particular, el sector privado encuentra mecanismos para incrementar la eficiencia de la gestión de información ⁽⁸⁵⁾.

Cuando se quiere revisar la información referida a proyectos energéticos, la situación se torna más difícil. Los mismos se encuentran diseminados entre agencias de cooperación internacional, embajadas, reparticiones estatales, empresas privadas, ONG's, etc. En este ámbito, la duplicación de esfuerzos en la identificación de demandas, formulación de proyectos y otros es más que una excepción.

⁸⁴ El documento más reciente es el sistema de información energética, elaborado con apoyo de la Embajada Real de los Países Bajos, y que agrupa los balances energéticos desde 1.983 hasta 1.995, año que es el último para el cual existe información oficial procesada.

⁸⁵ Como ejemplo se puede citar el Sistema Legislativo Informático Boliviano - SILEG, desarrollado por Paravicini & Asociados, versión Julio 1.997, que en el marco de este estudio se ha constituido en una valiosa herramienta de consulta.

Queda ya solo como corolario a este panorama el mencionar que las decisiones sobre inversiones energéticas a niveles regionales y locales, las más de las veces se realizan en la marginalidad absoluta del conocimiento de las disposiciones sectoriales vigentes.

Esta situación y no otra, es la que permite plantear la necesidad de establecer un Sistema Nacional de Información Energética, la misma que sin pretender centralizar absolutamente toda la información existente, sea referencia para la obtención de la misma.

El sistema de información debería ser de doble vía, es decir recoger información hacia los niveles superiores, pero también bajar información de los niveles centrales hacia los diferentes actores operativos que posibiliten un sano desarrollo sectorial y reduzcan en lo posible la superposición de acciones..

En todo caso, este sistema debe orientarse no sólo a las grandes inversiones, sino a aquellas relacionadas con el desarrollo de los Departamentos y los Municipios, quienes tienen el menor acceso a información actualizada y específica.

Complementariamente, este sistema de información permitiría la evaluación y el seguimiento de la ejecución de los planes realizados, así como el grado de cumplimiento de las políticas encaradas, retroalimentando a las Planificaciones Indicativas que se realicen.

VIII. ENERGÍA RURAL⁽⁸⁶⁾

A. La situación Energética Rural

1. Diversidad

El área rural en Bolivia se caracteriza por una alta diversidad. En términos de ecosistemas y biodiversidad se tiene desde aquellos sistemas de montaña, hasta los bosques tropicales húmedos, pasando por altiplanos, valles, y zonas áridas y desérticas.

En términos de organización social y cultural, en el sector rural la diversidad no es menor. La presencia de pueblos originarios y etnias con sus propias formas de organización es importante, de esta manera coexisten, sindicatos agrarios, asociaciones de productores, cooperativas, comunidades, etc.

Un tercer eje de diversidad es la organización económica del sector rural. En este caso se presentan zonas con economías de subsistencia y autoconsumo donde aún se practica el trueque como forma de intercambio, y otras donde la economía campesina esta fuertemente ligada al mercado.

Adicionalmente, en la población rural se pueden distinguir zonas concentradas (pequeños pueblos y ciudades intermedias), zonas aisladas (pueblos alejados), zonas dispersas pero accesibles y finalmente zonas aisladas y dispersas. Solamente un 32% de la población rural vive en centros poblados mayores a 2000 habitantes, lo que da una percepción sobre la alta dispersión.

Sin embargo existe un elemento uniformizador del área rural: la carencia de servicios e infraestructura que permitan mejorar la calidad de vida y producción y los bajos ingresos.

Distribución del ingreso rural

Estratos	% de familias	% del ingreso total	Ingreso familiar anual (SUS)
Pobre	70	13	de 500 a 2500
Medio	20	9	de 2500 a 16.000
Alto	10	78	de 16.000 a 140.300

Fuente: Estrategia de Energía Rural. S.N.E. 1994

Menos de la mitad de la población de Bolivia (42%) habita en el área rural y, en este universo la cobertura actual de electricidad alcanza al 16%, la biomasa es el principal combustible utilizado por las familias rurales y los hidrocarburos no han podido penetrar significativamente en este sector. En términos de otros servicios, solamente el 55% de la población tiene acceso al agua potable y un 41% a servicios sanitarios.

⁸⁶ Este capítulo ha sido escrito sobre la base del documento de Fritz Kolling "Energía Rural", desarrollado también en el marco de este estudio.

En este contexto, la Estrategia Nacional de Energía Rural estima la cobertura eléctrica en menos del 16% ⁽⁸⁷⁾ de la población rural y para el año 2015 que 3 millones de personas no tendrán acceso a la energía, de no ejecutarse políticas y proyectos al respecto.

2. Consumo de Energía en el Area Rural

El consumo energético en el sector rural se pueden agrupar en consumos domésticos, sociales o comunales y productivos. Sin embargo el estilo de consumo se diferencia fuertemente en función de si son centros poblados rurales o poblaciones dispersas.

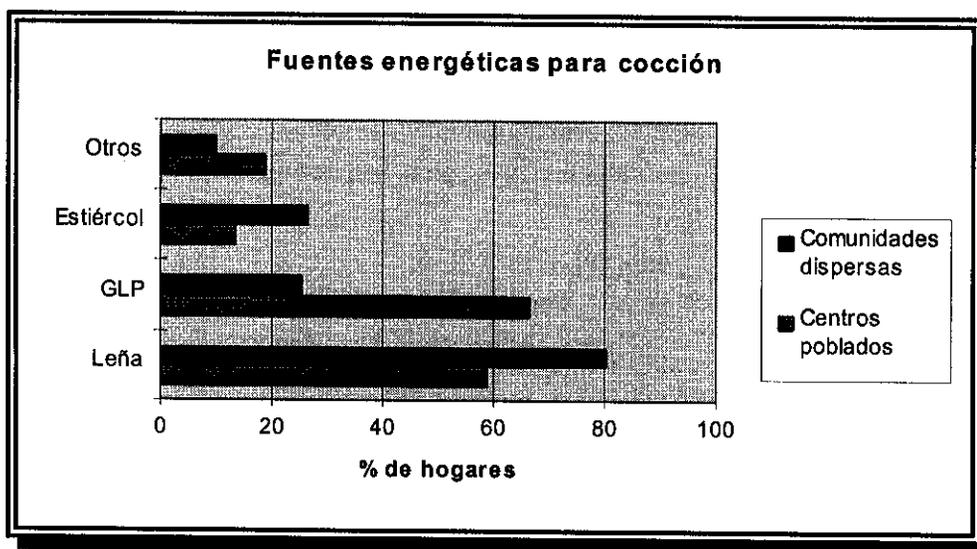
La diversidad y alta dispersión han impedido hasta el momento el levantamiento de información completa acerca de los consumos energéticos. El intento más institucionalizado ha sido la Encuesta sobre Consumos de Energía en el Area Rural, efectuada por el INE - ESMAP/BM, a una muestra de 1900 hogares de diferentes regiones del país en 1992. Si bien esta información es puntual y se han podido comprobar algunos sesgos, es la única existente.

a) Consumos Domésticos

Los consumos domésticos rurales están dominados por las demandas de cocción de alimentos (89% del consumo total), iluminación y comunicación (audiovisión).

Cocción

Los bioenergéticos con casi un 80% son la fuente predominante (leña: 63 %, estiércol: 15%), aunque su consumo total ha bajado en el balance energético del país ⁽⁸⁸⁾. La frecuencia de utilización de bioenergéticos muestra que más del 70 % de los hogares rurales utilizan biomasa. Aún en los centros poblados es la principal fuente para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua.



Fuente: INE - ESMAP/BM y S.N.E. 1996.

⁸⁷ La Secretaría Nacional de Energía estima la cobertura a 1996 en un 19%

⁸⁸ Ver primera parte (I)

El tipo de bioenergético utilizado depende de las condiciones regionales. En las comunidades dispersas en los valles, por ejemplo, el 91 % de la demanda para la cocción de alimentos está cubierta por leña, mientras en el altiplano norte esta demanda está satisfecha en un 53 % por estiércol (⁸⁹).

La escasez de biomasa en muchas zonas se torna crítica y el indicador más relevante de esta situación es el tiempo que se debe dedicar a la recolección, labor frecuentemente realizada por las mujeres y niños. En promedio se emplea un equivalente a más de una jornada completa por semana (⁹⁰) para la recolección de biomasa y en algunas zonas, como consecuencia de la poca disponibilidad de este energético, este tiempo tiende a incrementarse.

Aunque la disponibilidad física de leña es mucho mayor en el oriente del país, se nota un mayor grado de comercialización en estas zonas, mientras en el Altiplano domina el autoabastecimiento(⁹¹).

La eficiencia de la transformación de biomasa es baja: por cada unidad de energía térmica (kep) se consumen 25 unidades (kg) en el caso de la leña, 33 en el caso del estiércol, en comparación con un energético comercial como el GLP que tiene una relación de 1,41 kg/kep.

Generalmente la recolección de leña no tiene un impacto significativo sobre la erosión. Sin embargo la deforestación de bosques (en general causada por prácticas agrícolas inadecuadas y por la tala de árboles) reduce la disponibilidad de leña, como es el caso en las zonas altiplánicas y en los Valles de Tarija, Cochabamba y Chuquisaca (⁹²). En el caso del estiércol utilizado con fines energéticos, sobre todo en el Altiplano, el impacto negativo se siente en la calidad de suelos cada vez más pobres orgánicamente.

En este marco, la utilización de cocinas de leña mejoradas no ha sido suficientemente promovida y la experiencia puntual de su introducción muestra casos exitosos (⁹³) pero también fracasos.

Programas de reforestación destinados a incrementar la oferta de leña no han logrado la suficiente participación de la población en las zonas respectivas (⁹⁴), puesto que no se percibe aún

⁸⁹ Programa Nacional de Biomasa. ESMAP-SNE 1997.

⁹⁰ En el Altiplano la recolección de leña demanda más de dos jornales por semana (92 horas/familia/mes). Normalmente es un trabajo transferido a mujeres y niños, en forma combinada con las tareas de pastoreo.

⁹¹ Bolivia Household Rural Energy Strategy. ESMAP 1994.

⁹² En los últimos 20 años más de 4 millones de hectáreas de bosques han desaparecido. La deforestación anual se estima en 800 ha. en el Altiplano, 43.000 ha. en los Valles y 270.000 ha. en los Llanos Bolivia Household Rural Energy Strategy. ESMAP 1994.

⁹³ Como el caso de la Provincia Aroma de La Paz. El proyecto de cocinas mejoradas habría duplicado las metas iniciales propuestas, basado en un método de difusión sui-generis que contemplaba incentivos al rendimiento de los promotores y a las familias campesinas que mejor adoptaban la tecnología. El proyecto costó aproximadamente \$US 36.000 y se alcanzó a 4.000 familias campesinas. El mismo método aplicado paralelamente en Cochabamba no tiene el impacto esperado.

⁹⁴ Como el "Programa Leña y Energía" de la FAO, ejecutado entre 1990 y 1995 con una inversión de \$US 9,6 millones.

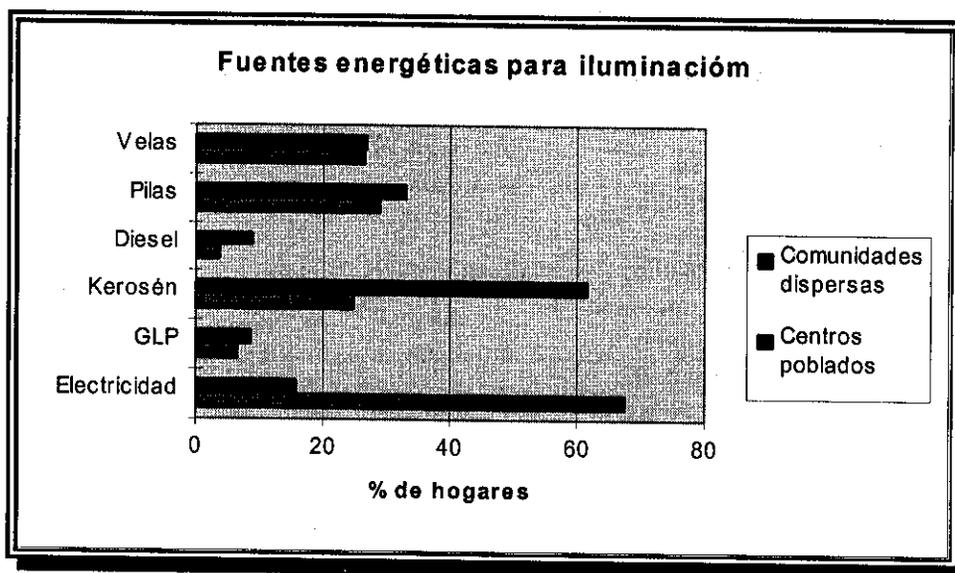
que el tiempo destinado a la recolección de leña sea un problema, que plantaciones de árboles sea una forma más productiva y rentable del uso de la tierra (el periodo de producción es muy largo), y adicionalmente el acceso a terrenos comunales reforestados es altamente restrictivo.

Entre los energéticos comerciales utilizados para cocción de alimentos, el GLP es la fuente más utilizada en el área rural (38% de los hogares). Aunque puede llegar al usuario final hasta con un sobreprecio del 67% en muchos casos se constituye en el energético más económico, cuando se analiza su competitividad en términos de energía útil. Si se monetizara el tiempo de recolección, el GLP sería inclusive competitivo con la leña autoabastecida ⁽⁹⁵⁾.

Sin embargo, la cobertura del GLP en el sector rural está limitada por la mala calidad del servicio (irregularidad de abastecimiento, adulteración del peso, etc.), la inversión inicial elevada (compra de cocinas y garrafas) y los costos de transporte que se incrementan en función de las distancias.

Iluminación y Otros

En general, fuentes como la electricidad, kerosén, velas, pilas y diesel, que se usan para fines no térmicos, no son representativas en la matriz energética de los hogares rurales, representando solo un 11% del uso final de la energía. Aunque no exigen grandes cantidades de energía, la iluminación (5%) y el entretenimiento (2%), son demandas de corte estratégico en lo que significa la calidad de vida rural y su participación a través de la información que reciba de los medios de comunicación.



Fuente: INE - ESMAP/BM y S.N.E. 1996.

⁹⁵ Programa Nacional de Biomasa. ESMAP-SNE 1997

Es evidente que la utilización de biomasa, como también otras fuentes tradicionales de energía (kerosén, diesel, velas) en los hogares rurales, tienen efectos negativos sobre la salud de sus habitantes (⁹⁶).

b) Consumos productivos

Si bien en los años 70 se llevó energía eléctrica con la expectativa de promover un crecimiento económico local, la realidad muestra que el abastecimiento energético por sí mismo no generó el desarrollo.

El uso productivo de la energía choca con las limitantes de la inversión en maquinarias o factorías, así como en la identificación de productos para el mercado y su comercialización posterior, existen rubros importantes en el sector rural que demanda energía.

Las cargas productivas más comunes que necesitan el accionamiento de maquinaria son aserraderos, carpinterías y pequeños ingenios mineros. Estas demandas se cubren normalmente con motores y generadores a diesel o gasolina y cuando existe, a través de la red eléctrica.

Otro tipo de cargas productivas exigen energía térmica de manera intensiva. Este es el caso de las industrias rurales ligadas a la provisión de materiales de construcción, como ladrilleras, yeseras y caleras. La tabla siguiente muestra el peso de los costos de energía sobre el costo del producto en diferentes industrias rurales.

Incidencia del Costo de Energía en el Costo del Producto en Industrias Rurales Seleccionadas

Rubro Industrial	Costo de energía/Costo producto (%)
Caleras	38 %
Ladrilleras	32 %
Yeseras	31 %
Productoras de Chancaca ⁹⁷	25 %
Ingenios arroceros	14 %
Chicherías	8 %
Carboneras	8 %
Panaderías	3 %

Fuente: ESMAP-S.N.E. 1997.

Estas industrias consumen en general biomasa de manera intensiva.

Los pequeños productores agrícolas, enfrentan el problema de la falta de medios para el procesamiento de sus cosechas donde la energía podría jugar un papel importante. Como

⁹⁶ Según estimaciones del PNUD, un 66 % de la exposición total de partículas ocurre en zonas rurales de países en desarrollo - dentro de los hogares. PNUD 1997.

⁹⁷ Chancaca es un derivado sólido de la caña de azúcar.

excepciones existen algunas plantas deshidratadoras de alimentos en zonas alejadas (secadores solares) ⁽⁹⁸⁾. La mayoría de los pequeños productores pierden cada año parte importante de sus cosechas por imposibilidad de transformarla y almacenarla.

En cuanto al sector de transporte, se cuenta con poca información al respecto. El suministro de combustibles líquidos está limitado a las carreteras interdepartamentales, y en el agro predomina (a excepción de las zonas agrícolas industriales de exportación como la soya), la fuerza animal para el labrado de tierras y el transporte de productos (hasta los caminos vecinales).

c) Consumos Sociales o Comunes de la Energía

Estos consumos que normalmente se dan en las comunidades en general se refieren al alumbrado público, las comunicaciones, energización de escuelas, postas sanitarias y centros comunales y el bombeo de agua potable.

A nivel nacional, se puede estimar que entre 7000 y 8000 escuelas y postas rurales no tienen iluminación y otros servicios de energía. Estimando que cada Municipio maneja en promedio 10 sistemas de radio-comunicación, se llega alrededor de 3000 sistemas, de las cuales una gran parte son alimentadas con sistemas fotovoltaicos. En este tema, es particularmente importante el impacto que puede lograr las comunicaciones en términos de gobernabilidad, situaciones de emergencia e información sobre precios de productos y otros, como muestran algunas experiencias ⁽⁹⁹⁾.

3. Gastos de las Familias Rurales en Energía

Los gastos energéticos que realizan las familias rurales, varían de región a región, en función de sus consumos, y la relación que tengan con el mercado. Es importante notar que los ritmos de gasto van aparejados a los ritmos de ingreso determinados por las cosechas.

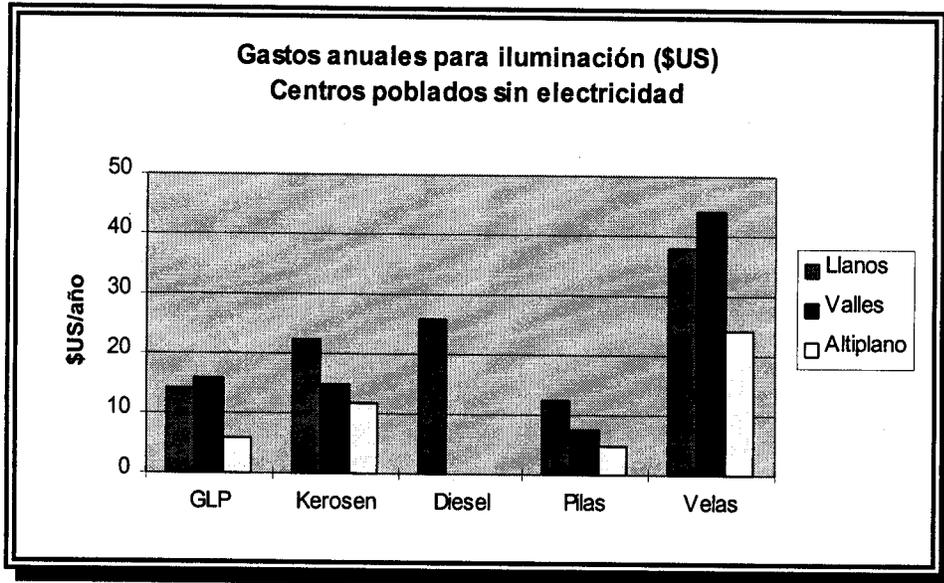
En base a la encuesta del INE - ESMAP se puede comparar los gastos en energía.

En términos de gasto, los hogares rurales gastan relativamente más en pilas, velas o kerosén que en leña para cocción. Se puede decir que es energía cara que recibe un uso estratégico, pues la misma está destinada a cubrir las demandas de iluminación y comunicación de las familias campesina. En promedio, la compra de biomasa para uso energético, en aquellas

⁹⁸ Varias pequeñas industrias han introducido secadores solares en sus procesos y, han logrado productos de excelente calidad destinada a la exportación, como es el caso de "La Kochalita", "ECOVIR", "Natural", en Cochabamba, existiendo otras pequeñas empresas que se orientan al mercado interno.

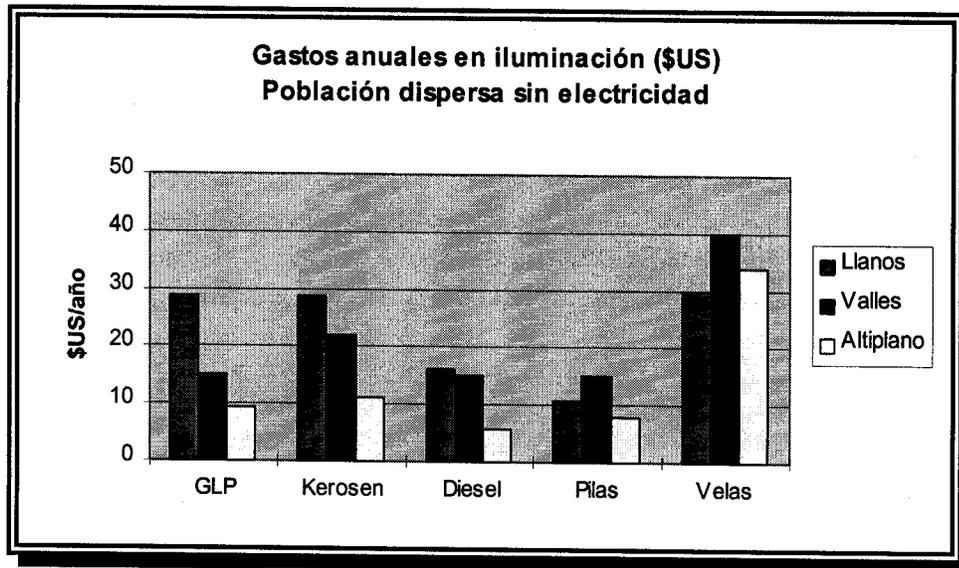
⁹⁹ La Embajada Real de los Países Bajos, apoyo un proyecto de Telecomunicaciones en Chuquisaca utilizando paneles fotovoltaicos. El proyecto buscaba subsanar la deficiente información sobre precios y mercados de productos agrícolas, atención en casos de emergencia e integrar los poderes locales con las comunidades par mejorar la gobernabilidad. A dos años de su ejecución, los ingresos debidos a la venta de productos agrícolas se han incrementado en un 50% debido a la mejor información sobre los mercados cumpliéndose en menor grado los otros objetivos del proyecto.

zonas donde existe esta práctica, representa un 22% de los gastos en energía de una familia ⁽¹⁰⁰⁾, mientras que la compra de energéticos como electricidad, velas, pilas y baterías representa el 78% del gasto energético familiar (que para este rubro puede oscilar entre 23 y 125 \$US anualmente). Mientras la compra de Biomasa representa alrededor de 5 millones anuales, los hogares rurales gastan para la iluminación entre 47 y 114 MM\$US/año.



Fuente: Programa Nacional de Biomasa ESMAP - S.N.E.

Los gráficos muestran la diferencia entre las regiones por tipo de energético: en el Altiplano, los gastos anuales para iluminación están en promedio en 68 \$US, mientras en los Valles están en 107 \$US. En el oriente donde existen mayores ingresos, las familias gastan en promedio 114 \$US para iluminación.



Fuente: Programa Nacional de Biomasa ESMAP - S.N.E.

¹⁰⁰ Programa Nacional de Biomasa ESMAP - SNE

En el caso de la electricidad, las tarifas rurales en promedio son el doble de las tarifas urbanas, lo que incide directamente en la cantidad de energía que se puede utilizar.

B. La Electrificación Rural

1. La Electrificación Rural Convencional

La participación del Estado en electrificación rural, se inicia en 1.970 con la creación del Instituto Nacional de Electrificación Rural (INER). Posteriormente (1.984) INER fue reemplazado por la Corporación de Fomento Energético Rural (COFER) sobre el justificativo de la necesidad de utilizar otras fuentes de energía además de la eléctrica.

Para entonces, el corto periodo vivido como país exportador de petróleo llegó a su fin, consiguientemente se reduce la intensidad con que las instalaciones a diesel se hacían, se ejecuta la extensión de redes (interconexión de las Fases I y II de Electrificación) y se inicia un primer acercamiento a las energías renovables a través de proyectos como los auspiciados por OLADE (que desarrolla proyectos de bioenergía, energía eólica etc.), y el proyecto Regionalización Energética de la OEA/CAF. Sin embargo estas propuestas no convencionales no pasaron de un nivel experimental.

En la década de los años ochenta, las Corporaciones Regionales de Desarrollo se hacen cargo de las labores de implementación que antes efectuaba el Estado Central. Esta virtual descentralización de la ejecución de proyectos hace que se planteen necesidades de coordinación a nivel nacional.

En 1.991 se disolvió COFER y se creó la Dirección de Fomento Energético Rural (DIFER), con la intención de volverla una unidad administrativa promotora, coordinadora pero en los hechos no pudo obviar las responsabilidades heredadas de COFER. DIFER nunca pudo efectivamente desarrollar las labores encomendadas. El último de los cambios se dio en 1.993 cuando se creó la Dirección Nacional de Electrificación Rural (DINER) que prácticamente desapareció sin ningún aporte concreto y a raíz de la reforma que sufrió el Estado Central.

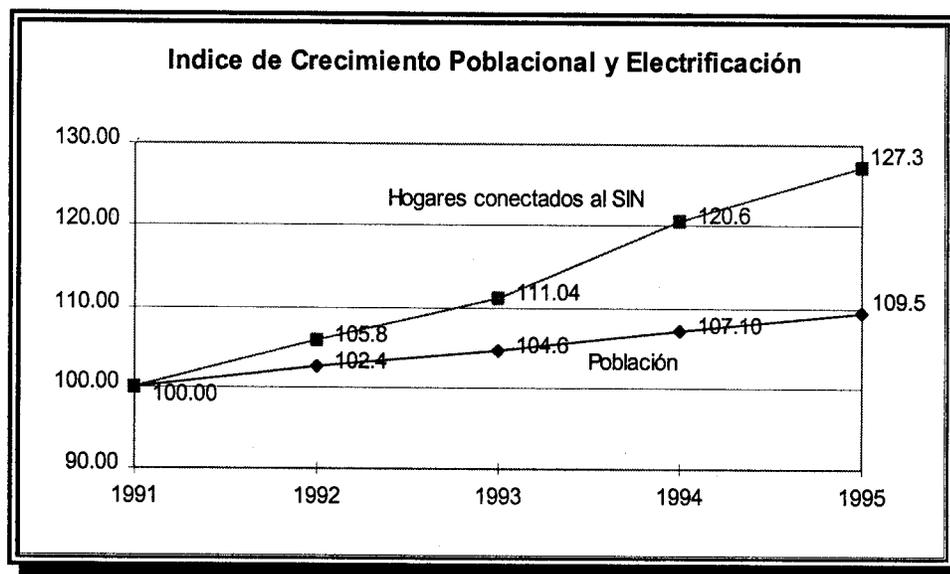
Tras 20 años de electrificación rural se puede ver que los resultados son magros. La cobertura eléctrica en el área rural no supera al 16% ⁽¹⁰¹⁾ de la población campesina. El 70% de las cooperativas de electrificación rural están quebradas o simplemente ya no existen, y las pocas que sobreviven lo hacen gracias a la subvención existente para el diesel, situación a punto de terminar. Poblados electrificados están semi-abandonados. En resumen la electrificación por sí misma, bajo una visión puramente energética, ha demostrado ser una condición necesaria pero no suficiente para impulsar el desarrollo rural.

Se debe considerar que el desarrollo del sector eléctrico particularmente rural, se basó en el apoyo de entidades de financiamiento multilateral y bilateral. Consecuentemente las políticas de energización rural estuvieron sujetas a modas, tendencias y orientaciones influenciadas por la cooperación internacional.

¹⁰¹ Estrategia Nacional de Energía Rural SNE 1.994

Institucionalmente, las razones para el fracaso de muchas acciones de INER y COFER se pueden encontrar en la concentración de actividades en la implementación de proyectos, un área de acción demasiado amplia y la insuficiencia de recursos humanos, materiales adecuados y normas gerenciales.

A 1992 de acuerdo a los datos del INE, un 44 % de la población total (urbana y rural) no cuenta con servicios eléctricos.



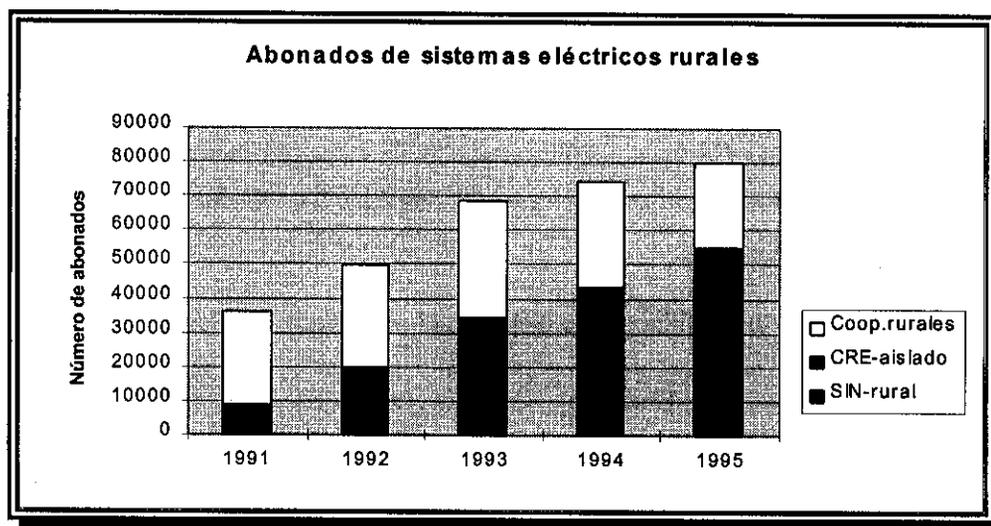
Fuente: Anuario Estadístico del Sector Eléctrico (varios años).

Aunque el incremento de los hogares conectados a nivel nacional es mucho mayor que el crecimiento poblacional (¹⁰²), la cobertura en el área rural no se ha incrementado en manera significativa.

A partir de 1990, los proyectos de electrificación rural han sido realizados con el apoyo de la cooperación internacional (por ejemplo el sistema de los Valles Cruceños y la red Mizque-Aiquile, que tuvo asistencia técnica y financiamiento de NRECA, el proyecto Larecaja con financiamiento de la KfW) y , por el Estado a través de las Prefecturas (en Cochabamba, La Paz y Chuquisaca principalmente), aunque sin ser parte de un plan o de una acción específica del Estado a nivel nacional, sino respondiendo a iniciativas y solicitudes locales y regionales.

La participación de las grandes empresas distribuidoras en la electrificación rural en los últimos años ha sido importante. Sin embargo la privatización de estas empresas y la orientación de las tarifas hacia el costo marginal de generación y distribución tendrá posiblemente, como consecuencia el retiro de estas empresas del sector rural, al no ser un mercado atractivo de rentabilidad por lo menos moderada, y de no contarse con incentivos adecuados.

¹⁰² En el Sistema Interconectado Nacional, el número de abonados ha crecido en 1992 en un 5,42 %, en 1993 en un 4,78 %, en 1994 en un 7,92 % y en 1995 en un 5,25 %. El crecimiento poblacional está alrededor del 2,3 % anual. Anuario Estadístico del Sector Eléctrico. SNE (varios años)



Fuente: Anuario Estadístico del Sector Eléctrico (varios años) ⁽¹⁰³⁾.

Sin embargo, como producto de las reformas en el área social (Ley de Participación Popular y Ley de Descentralización) y no necesariamente por las reformas en el sector energético, se ha dado un crecimiento relativamente importante y muy superior al de los años anteriores, en la expansión de redes rurales ⁽¹⁰⁴⁾.

Al igual que la diversidad del sector rural, lo es también su electrificación rural, la tabla siguiente ejemplifica esta situación comparando algunos sistemas de diferentes regiones.

Comparación de Consumos y Tarifas en Sistemas Eléctricos Rurales

Sistema	Tipo	Número de usuarios	Consumo residencial	Tarifa residencial (Bs/kWh)
Huarani-Pucarani (CORELPAZ)	Red rural	4659	29 kWh/mes	0,282 Bs/kWh
Patacamaya (ELFASA)	Red rural	2545	41 kWh/mes	0,404 Bs/kWh
Mizque-Aiquile (ELFEC)	Red rural	2748	27 kWh/mes	0,560 Bs/kWh ¹⁰⁵
Valles Cruceños (CRE)	Sistema aislado (gas natural)	6014	41 kWh/mes	0,680 Bs/kWh
San Borja	Sistema aislado (diesel)	1609	66 kWh/mes	1,250 Bs/kWh
Rurrenabaque	Sistema aislado (diesel)	887	37 kWh/mes	1,750 Bs/kWh
Epizana-Totora	Sistema aislado (MCH)	371	35 kWh/mes	0,250 Bs/kWh

Fuente: Análisis de Consumos Eléctricos Rurales. S.N.E.-Banco Mundial 1997

¹⁰³ Se debe considerar, que no todas las cooperativas rurales están incluidas en la información presente. En 1997, solamente 26 de ellas han respondido a las encuestas de la SNE. Al mismo tiempo, dentro del SIN y los sistemas aislados mayores existe un porcentaje de conexiones rurales no cuantificadas. En las estadísticas, los datos son desagregados solamente respecto a los grupos tarifarios.

¹⁰⁴ Se calcula que durante los últimos tres años, existió una inversión ejecutada del orden de los 60 millones de dólares con recursos provenientes de los Municipios y Prefecturas, lo que permitió triplicar la tasa de crecimiento de la electrificación rural, respecto a su comportamiento histórico.

¹⁰⁵ Este dato se ha extraído del Plan Indicativo de Electrificación de Cochabamba, 1995

Es verificable los bajos valores del consumo eléctrico en la categoría residencial, que representa en promedio un 95 % de los usuarios. Asimismo es notoria la diferencia existente entre las tarifas de las redes rurales (alimentadas por el SIN) y los sistemas aislados con generación a diesel.

En la generalidad de estos sistemas rurales, los factores de carga son relativamente bajos, del orden de 0,22 a 0,34 (¹⁰⁶).

2. La Electrificación Rural con Energías Renovables

Debido a la alta dispersión poblacional, las energías renovables, localmente disponibles, se constituyen en el instrumento más útil para revertir la baja cobertura de la electrificación rural.

a) Sistemas Fotovoltaicos

Si bien aún la cantidad absoluta de sistemas de energías renovables en el área rural es todavía pequeña, se nota un crecimiento fuerte en sus aplicaciones, sobre todo en caso de sistemas fotovoltaicos.

El costo de inversión todavía elevado (aproximadamente de 750 \$US para un sistema domiciliario de 50 Wp) (¹⁰⁷), la falta de información y la ausencia de mecanismos de financiamiento limitan la introducción de esta tecnología a pesar de existir un gran mercado potencial (¹⁰⁸).

Las ventas directas de paneles fotovoltaicos se calcula en 2.000 sistemas por año, los cuales se instalan en telecomunicaciones, instalaciones públicas y también en aplicaciones domiciliarias.

Los proyectos han posibilitado una expansión importante de esta tecnología. La Cooperación Española ha instalado en los últimos 10 años aproximadamente unos 5000 paneles en diferentes proyectos.

NRECA-USAID instaló hasta la fecha unos 2000 sistemas, la cooperación neerlandesa esta iniciando la ejecución de varios proyectos que superaran los 10.000 sistemas, combinando estrategias de crédito y de tarifas.

¹⁰⁶ Plan Indicativo de Electrificación Rural de Bolivia. SNE 1996

¹⁰⁷ Esta tendencia es notable, considerando que los tributos elevan el costo CIF en un 40% (en Bolivia, estos sistemas están catalogados en el mismo rubro que los bienes suntuarios y los equipos electrodomésticos).

¹⁰⁸ 180.000 familias podrían ser electrificadas con sistemas fotovoltaicos en los próximos 15 años.

Proyectos de Electrificación Rural Fotovoltaica en Bolivia. Características Principales a 1995

Institución	Filosofía	Tipo de Sistema	Costos al Usuario
ICI - ADES Lugar: La Paz-Altiplano Instalaciones: 1.500 Demanda: 30.000	Subsidio a la Inversión Inicial Propietario: ADES Tecnología: Española adecuada (inicial)	SFD 47 Wp Batería 150 Ah 5 lámparas 18 W salida radio/TV	Inversión: 80 \$US O&M: 1 \$US/mes
NRECA - COAINE Lugar: La Paz-Yungas Instalaciones: 100 (prevista 300) Demanda: 2.000	Crédito (solo hardware) Subsidio costos periféricos Propiedad: Usuario Tecnología: Americana (inicial)	SFD 50 Wp Batería 70 Ah 2 lámparas 8 W salida radio/TV	Inversión: 600 \$US Interés: 6% Plazo: 4 años Cuotas: 127 \$US/año O&M: a/cta. del usuario
NRECA - CRE Lugar: Santa Cruz Instalaciones: 100 (prevista 1.000) Demanda: 10.000 a cubrir con Coop. Holandesa	Tarifa fija Propiedad: CRE Tecnología: Americana (inicial)	SFD 50 Wp Batería 70 Ah 2-3 lámparas 8 W salida radio/TV	Cuotas: 6.9 \$US/mes O&M: por cuenta de la CRE
ENERGÉTICA - CPS Ch. Lugar: Cochabamba Instalaciones: 50 (100) Demanda: 15.000 (500 instalaciones adicionales previstas con apoyo Cooperación Holandesa)	Crédito al equipo Subsidio costos periféricos Propiedad: Usuario Tecnología: Oferta de 3 alternativas SFV 50 Wp, SFV 22Wp, lámpara portátil 7 Wp) Tecnología: NAPS-Francia adecuada inicialmente	SFD 50 Wp, Batería 100 Ah, 3 lámparas 8 W, salida radio/TV SFD 22 Wp, Batería 60 Ah, 2 lámparas 8 W, salida radio Lámpara portátil FV 7 Wp, 6 Ah	Inversión: 50 Wp: 650 \$US 22 Wp: 350 \$US 7 Wp: 150 \$US Interés: 3% Plazo: 2 años Cuotas inicial 30% O&M: a/cta. del usuario

Fuente: Oportunidad de las Energías Renovables en Proyectos de Electrificación Rural. Madrid 1.995

b) Micro Centrales Hidroeléctricas

Un inventario de proyectos realizado por la S.N.E. ESMAP, muestra la existencia de posibilidades de instalación de 7 MW en MCH distribuidas en más de un centenar de proyectos, abasteciendo a casi 20.000 familias (¹⁰⁹). En este caso, la necesidad de organizar pequeñas empresas eléctricas que atiendan a algunos centenares de usuarios y desarrollar la capacidad de gestión local, es el desafío más interesante. En cuanto al financiamiento se espera que el Programa Nacional de Micro Centrales Hidráulicas, que involucra al Fondo de Desarrollo Campesino permita el desarrollo más intenso de esta tecnología.

¹⁰⁹ El potencial estimado es de 24 MW y los beneficiarios posibles en 15 años podrían alcanza a 70000 familias (300.000 habitantes).

c) Eólica

El desarrollo de la energía eólica en el país es incipiente. No se conoce el potencial eólico y la excesiva localización de este recurso (debido a la topografía del territorio nacional) no permite una explotación adecuada. Solamente en Santa Cruz, se ha podido encontrar un uso relativo por parte de los colonos Menonitas que utilizan el bombeo eólico, registrándose algunos cientos de molinos multipala.

d) Biomasa

La generación de electricidad a partir de la biomasa hasta ahora solo tiene un ejemplo en marcha. Es la planta generadora de 1 MW en Riberalta que utiliza cascarilla de castaña y que se desarrolló con apoyo de NRECA.

C. Desarrollo Sectorial en Energía Rural a Partir de las Reformas

1. *La Ley de Electricidad*

En la reforma sectorial, por primera vez se incorpora en la nueva Ley de Electricidad la responsabilidad del Estado con la electrificación rural (¹¹⁰). La Ley sienta bases para el financiamiento de proyectos de electrificación rural, al delegar al Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) la responsabilidad de co-financiar la ejecución de los proyectos, inclusive en casos con baja rentabilidad.

Asimismo al modificar el concepto de concesión para la explotación de mercados eléctricos (¹¹¹) delimitada en los hechos por una distancia de 100 m a cada lado de la línea de distribución, se abre la posibilidad de ingreso de nuevos actores. La Ley determina la conversión de las actuales Cooperativas de Electrificación en sociedades anónimas. Además, la Ley prevé la existencia de sistemas aislados eléctricos integrados (generación, transmisión, distribución) que no sobrepasen los 300 kW de potencia, lo que permite la instalación de plantas generadoras en sistemas rurales.

2. *Estrategia Nacional de Energía Rural*

La Estrategia como consecuencia de la Ley de Electricidad, atribuye la responsabilidad de la electrificación rural al Estado. Este instrumento se orienta al principio de subsidiariedad, e incorporando al sector privado como co-financiado de proyectos, introduce el concepto de gestión social de la demanda considerando la concertación y priorización de las demandas energéticas a nivel de usuarios en el marco de la Ley de Participación Popular y, finalmente

¹¹⁰ El artículo 61 de la Ley de Electricidad dice: "... el Estado tiene la responsabilidad de desarrollar la electrificación en poblaciones menores y en el área rural, que no puede ser atendida exclusivamente por la iniciativa privada."

¹¹¹ Hasta antes de las reformas, la concesión se regía a un concepto geográfico-territorial que no implicaba obligatoriedad

promueve una base tecnológica ampliada, incorporando las energías renovables en forma estructural en la matriz energética rural.

La participación financiera del Estado de carácter no reembolsable tiene como objetivo llevar los proyectos hasta un cierto nivel de “rentabilidad” para incentivar la participación del sector privado. En este campo Municipios y Prefecturas son co-financiadores importantes. Esto implica la posibilidad de apalancamiento de inversiones para proyectos grandes, la ejecución de pre-inversiones y la inversión directa en pequeños proyectos que estén al alcance de su presupuesto.

3. Planes Indicativos

Para operativizar la Estrategia de Energía Rural, la S.N.E. presentó en 1996 un Plan Indicativo de Electrificación Rural para Bolivia. Este Plan es un instrumento técnico referencial para la planificación de la electrificación rural, que permite:

- identificar los mercados energéticos en función del grado de desarrollo subregional y micro-regional.
- señalar las posibilidades y alternativas de suministro de energía eléctrica a los Municipios en un horizonte de 10 años.
- enmarcar las demandas energéticas de los Municipios en conceptos técnicos y financieros que garanticen sostenibilidad y crecimiento en el marco de la Ley de Participación Popular.
- cuantificar y programar las inversiones necesarias.

A nivel departamental se prevé elaborar los documentos específicos (los cuales ya existen para Cochabamba y Chuquisaca).

4. Programas de Energización Rural

a) Programas de Ejecución

A través de programas de inversiones para la electrificación rural se quiere implementar los planes indicativos, canalizando fondos para atender las demandas a nivel municipal. Este programa incorpora las extensiones de redes, así como a las energías renovables. La ejecución y operación de los proyectos deberá estar en manos del sector privado, mientras la canalización de los fondos adicionales, proporcionados por fuentes estatales y externas, se gestiona a través de instituciones estatales, como el FNDR o el Fondo de Desarrollo Campesino (FDC).

Los programas diseñados por la S.N.E. hasta el momento y con recursos comprometidos se muestran a continuación:

Programas Comprometidos

Programa	Inversión (M\$US)	Fuente
Energización Rural PNUD/GEF	8000	PNUD/GEF
Micro Centrales Hidráulicas	5000	FDC/Municipios/Privados
Biomasa	2500	ESMAP/Banco Mundial
Electrificación Rural	20000	ESMAP/Banco Mundial
ESMAP Asistencia Técnica	1500	ESMAP/Banco Mundial
Importaciones Sectoriales	8000	Embajada Real de los Países Bajos
Total comprometido	45000	

Fuente: S.N.E. 1997.

En estos programas es importante destacar, que a pesar de tener un presupuesto modesto, el Programa Nacional de Biomasa que busca disminuir los efectos ambientales provocados por el uso ineficiente y no sostenible de la biomasa, y coadyuvar al incremento de la productividad agropecuaria y de la industria rural, aumentando los beneficios económicos y sociales relacionados con el uso energético de este recurso. El principio fundamental es la integración de la biomasa con valor económico en la matriz energética nacional.

En este programa se prevé impulsar una gestión territorial de los recursos de biomasa a nivel Municipal y realizar acciones piloto en: uso racional y eficiente, sustitución por energéticos más eficientes, suministro sostenible de biomasa y, establecimiento de un marco institucional para la sostenibilidad de las acciones.

b) Programas de Inversión

De momento, el único programa diseñado como mecanismo de inversión es el Fondo de Inversiones en Nuevas Energías (FINE), el cual será operado por el sector privado y tiende a constituirse en una contraparte natural de los fondos estatales y privados, en el co-financiamiento de proyectos. Este fondo atenderá por igual proyectos de energías renovables, como proyectos de eficiencia energética.

El FINE se iniciaría con un fondo inicial de 5 MM \$US, aportados por el Reino de los Países Bajos, el que será incrementado por la Banca Privada local en otros 5 MM\$US adicionales.

c) Programas de Capacitación de Recursos Humanos

La Estrategia de Energía Rural, involucra una variedad de instituciones privadas y estatales, y su éxito estará en directa relación con la existencia de recursos humanos capacitados que cuenten con la información apropiada, en cada uno de los niveles involucrados (Municipios, Prefecturas, empresas privadas, ONG's, otras reparticiones estatales, etc.). En este campo

coordinado por la S.N.E. y a través de instituciones externas ⁽¹¹²⁾ con apoyo financiero de la Cooperación Técnica Alemana y la Embajada Real de los Países Bajos, se están ejecutando programas de capacitación itinerantes dirigidos a técnicos y planificadores de Municipios y Prefecturas, capacitando hasta ahora aproximadamente a 1.000 personas.

D. Actores Institucionales en Energía Rural

1. Instituciones Estatales Nivel Central

a) Secretaría Nacional de Energía

La cabeza de sector la constituye la Secretaría Nacional de Energía, que es la entidad responsable del diseño y la coordinación de los instrumentos de la política energética rural. Sus funciones principales son:

- Definición de las políticas nacionales para el sector energético rural.
- Planificación energética rural de carácter indicativo.
- Coordinación institucional e intersectorial (agencias de cooperación internacional, instituciones privadas, empresas distribuidoras, prefecturas).
- Promoción de inversiones en el sector.
- Recopilación, procesamiento y difusión de la información del sector.
- Monitoreo del sector.

La S.N.E. cuenta con apoyo de varios proyectos de fortalecimiento institucional, como el ESMAP/BM o el Programa para la Difusión de Energías Renovables (PROPER) de la GTZ.

Ahora bien, la Energía Rural como tal involucra una multiplicidad de actores. Sus implicaciones socio económicas, ambientales y de desarrollo en general obligan a una mayor coordinación y también mayor participación.

A nivel del Estado central, aún no se han alcanzado los niveles de coordinación óptimos con otras Secretarías Nacionales que pueden coadyuvar al desarrollo de actividades. La Secretaría de Participación Popular con equipos de capacitación, planificación y asistencia técnica a Municipios, podría constituirse en un vehículo eficaz de difusión e identificación de proyectos. La Secretaría de Desarrollo Rural, con financiamiento para desarrollar acciones en 90 Municipios priorizados del país, da apoyo técnico en capacitación, planificación y ejecución de proyectos.

Estos programas y proyectos que manejan ambas secretarías, no son suficientemente aprovechados en términos “energético-rurales”.

¹¹² Desde hace 3 años ENERGÉTICA, está desarrollando el programa de capacitación en energías renovables, formulación de proyectos y planificación energética rural, con apoyo del PROPER-Bolivia / GTZ, la Embajada Real de los Países Bajos y en coordinación con la SNE.

Coordinaciones menos intensivas, pero igualmente importantes, con el sector medio ambiente y agropecuario serían recomendables.

b) Fondo Nacional de Desarrollo Rural (FNDR)

El Estado destinará fondos a través del FNDR para el co-financiamiento de proyectos de electrificación rural. Hasta ahora, el FNDR ha ejecutado inversiones en energía solamente a nivel de proyectos grandes, específicamente en la ampliación de redes eléctricas hacia poblaciones mayores. El problema principal es que este Fondo no dispone de una estructura que le permita evaluar y financiar proyectos pequeños provenientes de las demandas rurales. Ante esta situación, un acuerdo inicial con el Fondo de Desarrollo Campesino (FDC) logrado para el Programa de Micro Centrales Hidráulicas, permite a éste último la atención de proyectos en comunidades menores de 5.000 habitantes.

El tipo de financiamiento del FNDR es normalmente un crédito blando; financiamientos por donación están previstos (¹¹³).

c) Fondo de Desarrollo Campesino (FDC)

El FDC es el instrumento estatal para canalizar fondos internacionales y nacionales a pequeños proyectos para apoyar al desarrollo económico en el área rural. En la parte infraestructura, el FDC generalmente da financiamiento en forma de donación directa a entidades ejecutoras como: Municipios, ONG's u otras instituciones de desarrollo rural. El FDC no tiene proyectos de energía en su programa de infraestructura para el área rural, sin embargo en 1995 inició un proceso de incorporar este tema en su cartera, con enfoque en el financiamiento de proyectos descentralizados con usos productivos de la energía. En 1996 el FDC entró en una crisis institucional y los donantes congelaron el financiamiento. En 1997 el Fondo volvió a operar.

El acuerdo con el FNDR firmado en agosto de 1997, le permite ingresar en el financiamiento de proyectos del Programa Nacional de Microhidroenergía (1996), promovido por la S.N.E. El FDC tendría el papel de evaluar los proyectos y canalizar los fondos hacia las entidades ejecutoras. En los últimos meses el Fondo inició las negociaciones con las Agencias Financieras para incorporar energía como línea de financiamiento.

d) Fondo de Inversión Social (FIS)

Dedicado sobre todo a la infraestructura social, el FIS desarrolla actividades en el campo de energía solamente dentro de proyectos de construcción de escuelas, postas u otras obras públicas. Sin embargo, para la disponibilidad y el funcionamiento de estos servicios, la energía

¹¹³ El Reglamento de Electrificación Rural define que las multas y derechos de concesión recaudados por la Superintendencia de Electricidad, serán manejados por el FNDR para proyectos de electrificación rural.

tiene cierta importancia, como por ejemplo la refrigeración de vacunas, la atención en horario nocturno y el mejoramiento de las condiciones de vida para los maestros rurales. En 1998, el FIS iniciará un programa de dotación de energía a postas y escuelas rurales con financiamiento del Reino de los Países Bajos que alcanzará aproximadamente a 1000 locales rurales de educación y salud, con una inversión del orden de 3 MMSUS.

2. Instituciones Estatales de Nivel Regional y Local

En este nivel se encuentran las Prefecturas y Municipios. A nivel de las Prefecturas, como efecto de la Ley de Descentralización se les atribuye la responsabilidad sobre la electrificación rural. Las Prefecturas disponen de recursos que pueden utilizar en el co-financiamiento de proyectos.

En el caso de los Municipios, al estar en directa relación con los demandantes, se responsabilizan por la priorización y estructuración de las demandas de energía; al contar con recursos a partir de la Ley de Participación Popular el co-financiamiento, la pre inversión y la inversión directa son posibles de desarrollar con los Municipios.

Adicionalmente la sostenibilidad de los proyectos es posible de alcanzar al involucrar a los Municipios en la conformación de pequeñas empresas energéticas bajo la forma de Sociedades Anónima Mixtas, permitidas por Ley. En este caso la existencia de operadores rurales puede ser una realidad y superar el plano teórico.

Sin embargo la falta de nexos establecidos entre el nivel central (S.N.E.) y estos niveles regionales y locales es manifiesta y mientras no se supere esta situación, se corre el peligro de desarrollar proyectos inconsistentes y con los clásicos errores como del pasado ⁽¹¹⁴⁾.

3. Instituciones del Sector Privado

a) Empresas Distribuidoras de Electricidad

En un marco de libre mercado, las empresas tienen un enfoque estratégico hacia una mayor rentabilidad de sus inversiones, esto significa una desmotivación para sus actividades del área rural, por lo menos en las zonas donde no se espera un crecimiento de la demanda. Adicionalmente las cargas rurales generan mayores picos nocturnos y consumos mínimos, disminuyendo el factor de carga del sistema. En estas condiciones, las demandas promedio no sobrepasan los 30 kWh/mes-usuario. En contrapartida la operación y mantenimiento de los sistemas está asegurada por la Empresas y esto hace que se busque su participación en los proyectos.

¹¹⁴ En el capítulo VII se hace referencia a un caso singular desarrollado en Cochabamba.

b) Cooperativas Rurales de Electrificación

En el pasado existían alrededor de 120 cooperativas de servicios eléctricos ubicados en poblaciones menores, manejando sistemas aislados de generación a diesel. En estos sistemas se generan aproximadamente un 3% de la energía eléctrica de Bolivia, suministrando a 2% de la población. Debido a las características de la demanda (bajo factor de carga) y a las tarifas elevadas (en promedio 17,3 c\$US/kWh¹¹⁵) estos sistemas sólo funcionan entre 4 y 8 horas diarias.

La situación de las cooperativas varía en función de las condiciones locales, como el crecimiento de la población. Algunas cooperativas pudieron aumentar sus ventas significativamente (¹¹⁶), mientras otras se encuentran ahora en quiebra, sobre todo por problemas administrativos. Otras Cooperativas han sido absorbidas por empresas distribuidoras grandes, como en el caso de la CRE (¹¹⁷). Actualmente, se estima que un 70 % de las cooperativas están en quiebra. Con los planes del Gobierno de eliminar las subvenciones para el diesel, la situación económica de las cooperativas será todavía más difícil. Además, con la nueva Ley de Electricidad, estas Cooperativas deberán transformarse en sociedades anónimas.

c) Distribuidores de GLP

En el caso de la distribución de GLP, se cuenta con varias empresas pequeñas, que realizan la distribución conforme a las condiciones del mercado. Sin embargo a pesar de ser el GLP competitivo en muchos aspectos con la leña, la cobertura está limitada por la falta de caminos en unos casos y en otros, por el mal estado de los mismos, que limitan la accesibilidad a las comunidades.

Se debe rescatar las iniciativas (por lo menos en estudios) que mencionaban la posibilidad de disponer de ferrotanques de GLP, engarradoras móviles, o mini engarradoras en pueblos grandes y ciudades intermedias que representan una alternativa al transporte de las garrafas estándares que tienen una capacidad de 10 kilogramos.

d) Empresas Proveedoras de Sistemas de Energías Renovables

Existen unas diez empresas locales que ofrecen servicios de venta e instalación de dichos sistemas de energías renovables, concentradas en actividades ligadas a energía solar (fotovoltaica y termosolar) y micro centrales hidroeléctricas. Si bien la calidad de estas tecnologías ha mejorado debido a actividades de programas específicos como el PROPER (¹¹⁸), su participación

¹¹⁵ Anuario estadístico del sector eléctrico 1995. SNE 1997

¹¹⁶ por ejemplo San Borja con un crecimiento de 38 % entre 1990 y 1995, o San Javier (35 %). Ambos sistemas se encuentra en el oriente de Bolivia, donde existe un fuerte crecimiento poblacional.

¹¹⁷ En 1994, la CRE inauguró el sistema aislado de los Valles Cruceños, abarcando 54 poblaciones, de las cuales algunas tenían su propio sistemas de suministro eléctrico (entre ellos Comarapa, Mairana, Saipina y Vale Grande). El nuevo sistema genera electricidad a través de un motor a gas natural de 1.800 kVA, con un servicio de 24 horas para mas de 6000 hogares.

¹¹⁸ La Cooperación Alemana a través del PROPER-Bolivia promovió actividades de transferencia y mejoramiento de tecnologías para sistemas fotovoltaicos y turbinas hidráulicas.

en mercado energético rural aún es marginal. En el futuro, estas tecnologías jugarán un papel importante.

Es particularmente llamativa la existencia de varias empresas productoras y proveedoras en este campo. No solamente garantizan un mejor mantenimiento de los equipos, también crearon un nuevo segmento en el mercado energético y algunos productos ya son exportados a países vecinos, como por ejemplo la primera batería solar, fabricada en una empresa en Santa Cruz. En 1997, las empresas formaron una asociación (EMPER) para promover el uso de las energías renovables y reducir las barreras para su difusión, como los elevados aranceles.

e) Organizaciones No Gubernamentales (ONG's)

La mayoría de estas instituciones que apoyan el desarrollo rural, no contemplan el tema de energía, mientras otras actividades de infraestructura, como caminos, agua potable y riego frecuentemente son introducidos por ellas. La percepción limitada de las fuentes convencionales y sus problemas (largas líneas de transmisión, costos elevados, dificultades tecnológicas, etc.) hace que no se incorpore este tema que constituye una especialidad sectorial.

Solo existen contadas instituciones que intentan llenar este vacío, dedicándose al sector energético en sus diferentes facetas, con la particularidad de que en vez de promover el desarrollo integral de una zona particular, estos organismos ofrecen servicios especiales, ya sea en la asistencia técnica en la identificación, formulación o ejecución de proyectos; la capacitación de recursos humanos, la planificación energética rural; la difusión de información o la administración de sistemas energéticos.

Al no existir experiencia local en este sector, y presentarse limitantes en las empresas distribuidoras de energía para la atención de los mercados rurales, estas instituciones podrían constituirse en los mediadores ideales entre oferta y demanda energética rural.

4. Programas de la Cooperación Internacional

Bolivia tiene una fuerte dependencia de la cooperación al desarrollo de países industrializados e instituciones multilaterales, cuyo financiamiento se realiza a través de créditos y donaciones externas ⁽¹¹⁹⁾. Aparte de una entidad coordinadora en el Ministerio de Hacienda, la coordinación de las actividades de programas internacionales normalmente se realiza con los Ministerios Sectoriales o, en caso de programas con enfoque regional, a través de las Prefecturas.

En el campo de la energía rural, los programas internacionales están caracterizados por diferentes enfoques temáticos y regionales, así como por diferentes "filosofías" respecto a su implementación. La coordinación entre ellos ha mejorado desde la reactivación del tema en 1994, por parte de la S.N.E. con el apoyo del programa ESMAP del Banco Mundial.

¹¹⁹ Se estima la contribución de donantes multi- y bilaterales en alrededor de 650 millones de \$US anuales, o sea casi 9 % del PIB. Country Report Bolivia. The Economist Intelligence Unit 1997

La Estrategia de Energía Rural se constituyó en el elemento aglutinador, aunque no siempre asimilada por todas las agencias. Sin embargo, muchos aspectos de la energía rural quedan todavía abiertos: el grado de subvención y las tarifas permisibles, los esquemas de administración y operación, la estrategia para vincular el tema de biomasa con una política energética sostenible. Aquí se nota un espacio amplio para las actividades de la cooperación internacional, que no siempre son coordinadas y a veces se contradicen.

Las Principales Agencias que trabajan en Energía Rural se describen a continuación.

a) Embajada Real de los Países Bajos

El programa más amplio respecto a todos los aspectos de la energía rural en Bolivia, es el "Programa de Energía y Medio Ambiente" (PEMA), iniciado en 1992 por la Embajada Real de los Países Bajos. Apoya: actividades a través de la S.N.E., Prefecturas, Fondos Estatales y ONG's, buscando ayudar a incorporar criterios de sostenibilidad en la economía y las políticas energéticas; acciones destinadas a brindar mayor y mejor acceso a la energía para usos específicos relevantes, en particular en las áreas rurales y para grupos sociales desfavorecidos; integrar las acciones en energía con procesos en otros sectores, en particular con el proceso de descentralización administrativa y participación popular.

En este contexto, el PEMA está ejecutando proyectos piloto y preparatorios de un volumen total de \$US 500.000. Para los próximos años, se están preparando proyectos con mayor impacto por un monto cercano a los 19 MM \$US. Entre estos se contempla el apoyo a la instalación de 10.000 paneles fotovoltaicos con la empresa eléctrica de Santa Cruz (CRE), el equipamiento de escuelas y postas rurales del FIS, el financiamiento del Programa Nacional de Biomasa, el FINE y apoyo a cuatro planes prefecturales de electrificación rural.

La Embajada Real de los Países Bajos, a través del Banco Mundial financia el programa ESMAP que actúa en la S.N.E.

b) ESMAP Country Programme (ESMAP-Banco Mundial)

Las actividades del ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme del Banco Mundial), han representado un apoyo importante a las reformas sectoriales, en especial al diseño de nuevas políticas de energía rural y la incorporación del enfoque de eficiencia energética. El programa se dirige al fortalecimiento de la S.N.E., como ente normativo en el sector, y está ubicado también físicamente en las oficinas de la S.N.E.

En el marco de este fortalecimiento institucional, la S.N.E. ha formulado la Estrategia de Energía Rural y un Plan Indicativo de Electrificación Rural así como una reglamentación respectiva, adicionalmente se está preparando un programa de inversiones, en base a un crédito del Banco Mundial, que será implementado a partir de 1998.

c) National Rural Electric Cooperative Association (NRECA)

Desde 1991, NRECA administra el proyecto "Electrificación para el Desarrollo Sostenible" (ESD), financiado por USAID y el GEF. Las actividades desarrolladas fueron la construcción y rehabilitación de sistemas de generación y distribución eléctrica, la promoción de usos productivos de la energía eléctrica, el desarrollo y promoción de proyectos con energías renovables, el desarrollo de conservación energética y programas de manejo de carga industrial, la asistencia técnica y capacitación.

Entre los proyectos apoyados por NRECA están la ejecución del sistema eléctrico aislado de los Valles Cruceños por la CRE, que incorporó a 6.000 hogares en 54 poblaciones rurales, y la extensión del Sistema Interconectado Nacional hasta Mizque - Aiquile, proporcionando servicio eléctrico a 2.200 nuevos clientes de ELFEC. Además apoyó a proyectos fotovoltaicos con un total de 2.000 sistemas, con la CRE y diferentes ONG's, ganando experiencia en el manejo de esta tecnología para Bolivia. NRECA participó en la formulación de la Estrategia de Energía Rural, como en otros instrumentos de la política energética.

Sin embargo, por el enfoque de trabajo, los proyectos aún mantienen su carácter de excepción y difícilmente serán replicados por entidades nacionales.

d) Cooperación Española

A partir del año 1991, la Agencia Española de Cooperación Iberoamericana (AECI) inició un programa de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos. Hasta 1993, se calcula que bajo su auspicio se instalaron aproximadamente 5000 sistemas. Sus acciones se desarrollan a través de ONG's españolas en conjunto con socios locales y actualmente hace énfasis en proyectos de corte social.

e) Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

A fines de 1995, el PNUD inició en conjunto con la S.N.E. el "Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables a través del Proceso de Participación Popular". Este programa invertirá en los próximos años 8 MM \$US en 22 proyectos particulares, utilizando fuentes de energías renovables. Para bajar la inversión inicial, el programa prevé una subvención del orden del 40%, dependiendo de la situación económica de la zona. Los usuarios finales contribuyen con solamente el 10% del volumen total del programa (¹²⁰).

f) Programa para la Difusión de Energías Renovables (GTZ)

El Programa para la Difusión de Energías Renovables (PROPER-S.N.E./GTZ) fue creado en 1991, con el objetivo de mejorar las condiciones para la utilización de estas fuentes de energía a nivel de información, recursos humanos, calidad de la oferta y canalización de la demanda. Este

¹²⁰ Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables a través del proceso de Participación Popular. Alvaro del Castillo D., E&D 11, 1997

programa, ejecutado por la GTZ y la S.N.E. con un aporte de Alemania de alrededor de 4.5 MM\$US, logró en el transcurso de su duración una interrelación de todos los actores relevantes en el campo de las energías renovables y pudo reducir el nivel de desconocimiento respecto a estas tecnologías.

A partir de 1994, el PROPER apoyó a la S.N.E. en la formulación de un marco regulatorio para la aplicación de sistemas descentralizados para la electrificación rural. Su conclusión esta prevista para fines de 1.997, los aportes realizados en términos de asistencia técnica y difusión de información son plausibles y reconocidos.

g) Kreditanstalt für Wiederaufbau (Cooperación Financiera de Alemania)

A través de la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), el Gobierno de Alemania apoyó la ampliación del Sistema Nacional Interconectado (SIN) en la zona norte del Departamento de La Paz. El proyecto, con un volumen de 20 MM\$US fue dirigido sobre todo a la electrificación de zonas mineras (Guanay, Tipuani, Caranavi), pero incluyó también la conexión de 47 comunidades rurales con aproximadamente 5000 usuarios. El proyecto se concluirá en 1997.

h) Banco Mundial

Se espera que el Banco Mundial a través de un crédito, financie el Programa de Inversiones para la Electrificación Rural elaborado por la S.N.E. y el ESMAP. Este programa será el instrumento más importante para incentivar proyectos concretos en el marco de la Estrategia de Energía Rural. El programa prevé una inversión de 100 millones de \$US, incorporando fuentes de financiamiento adicionales. El esquema de administración de los fondos y su canalización hacia los usuarios finales todavía está en discusión

E. Energía Rural y Desarrollo Sostenible

A continuación se realiza un análisis de la sostenibilidad de la energía rural en las dimensiones del desarrollo económico, la equidad y el medio ambiente.

1. Energía Rural y Desarrollo Económico

La energía en el área rural esta orientada a satisfacer las demandas básicas de cocción, iluminación y comunicación. Aunque existen usos productivos, en general este consumo está focalizado en zonas y actividades concretas.

El porcentaje elevado de gasto de las familias en energía, representa un esfuerzo importante de la economía campesina por lograr determinado nivel de calidad de vida, restringiendo quizás inversiones productivas como por ejemplo semilla o maquinaria. Por esta razón se torna importante, desde el punto de vista de una intervención externa, el determinar condiciones que marquen la posibilidad de inicio de proyectos de energía que apuntalen el

desarrollo rural, y no constituyan frenos o distractivos a otras demandas quizás más perentorias ⁽¹²¹⁾.

De esta manera, los planes indicativos son un instrumento efectivo para identificar estas zonas y comunidades, donde la energía - en el marco de las condiciones socioeconómicas respectivas - podría tener un impacto positivo sobre el desarrollo económico. Sin embargo, se nota todavía un déficit en la difusión y aceptación de estos planes a nivel departamental y municipal.

El desarrollo energético rural pasará (por lo menos inicialmente) por la ejecución de programas y proyectos. En la medida que estos programas estén desconectados de una visión de sostenibilidad, corren el riesgo de crear situaciones artificiales a través de intervenciones puntuales, no replicables posteriormente en condiciones locales y en algún caso, distorsionando mercados ya establecidos.

En este contexto el subsidio que se pueda aplicar debería calcularse y orientarse de manera que se pueda replicar posteriormente con aportes estatales. Estimaciones de la S.N.E. calculan que la electrificación rural requerirá 1.500 MM\$US. Este desafío debe orientar las estrategias financieras de los proyectos y programas, orientándolas a la sostenibilidad, priorizando la ejecución de proyectos que exijan el menor subsidio y otorguen la máxima cobertura.

Finalmente, en el marco conceptual de la productividad se puede entender también que la generación y redistribución de la economía local es un elemento importante que permite encarar la producción más allá de la transformación de materias primas. En este sentido, la creación de empresas locales de servicio energético podría tener un impacto positivo sobre la economía regional. Los operadores locales, las empresas municipales de energía y servicios, etc. son alternativas que habría que validar.

2. Energía Rural y Equidad

Bajo un enfoque de equidad, la accesibilidad a la energía y, los gastos que representa en el contexto económico rural, es un punto de discusión. Mientras el país moderniza su economía y consolida su rol de exportador de energía en los bloques económicos regionales, casi la mitad de la población nacional, ubicada en el área rural presenta una situación de indigencia energética.

En este contexto una prioridad de la política energética en Bolivia debe ser la integración de este segmento de la población en los mercados internos de energía.

El sector rural de por sí excluido del suministro energético convencional (alta dispersión, baja accesibilidad), debe afrontar la realidad de pagar más por la energía ⁽¹²²⁾. En la medida en

¹²¹ Una comunidad está lista para enfrentar proyectos de energía, cuando tiene: una organización interna suficiente, servicios básicos existentes y accesibles, sistemas de producción mejorados (como el riego), vías de acceso transitables y especialmente en épocas de cosecha, vinculación al mercado. Guía para los Municipios. PROPER - SNE 1996

que los pobladores rurales se encuentran más distantes y más dispersos, los costos de acceso a la energía son más altos y la capacidad de pago es menor. En términos exclusivamente de mercado, esta población rural mayoritaria no tendrá ninguna opción al acceso a la energía, puesto que desde el sector privado, se percibe una baja o ninguna rentabilidad en el sector rural y por tanto se cataloga en lo "social" a la electrificación rural.

La responsabilidad del Estado y el papel del FNDR puede coadyuvar a remontar esta situación negativa, siempre que el Estado empiece a jugar un papel efectivo y, las Leyes, Estrategias y Reglamentos trasciendan más allá de los documentos. Seguramente este es un proceso en camino, pero que exige un mayor dinamismo.

El planteamiento de subsidios "planos" en las tarifas, combustibles ⁽¹²³⁾ o costos de operación y mantenimiento queda descartado justamente por la inequidad que conllevan estos mecanismos.

En Bolivia aparecen dos alternativas a tratar como formas de subsidio que pueden apoyar a la energización rural.

a) Subsidio Parcial a la Inversión por Unica Vez

A través del mecanismo del co-financiamiento planteado en la Estrategia Nacional de Energía Rural en un intento de optimizar las inversiones estatales y sumarlos a la inversión privada, se plantea la posibilidad de otorgar subsidios dirigidos a la inversión inicial y por una sola vez. Esto implica un adecuado manejo estatal del subsidio para no duplicar inversiones y que las poblaciones que hoy solicitan subsidios parciales, por ejemplo para paneles fotovoltaicos no lo soliciten posteriormente para la extensión de la red eléctrica.

De esta manera será importante el exigir en cada proyecto un cuidadoso análisis de alternativas que equilibre los intereses de los usuarios (menores costos y sostenibilidad) y los del Estado (máximizar la inversión estatal, incrementando la cobertura con el mínimo subsidio posible).

En este sentido, con nuevos conceptos, como el de la "pre-electrificación", la introducción de energías renovables y la inclusión de operadores privados, es posible lograr avances significativos en la cobertura, llegando a zonas no atendibles bajo estrategias convencionales.

¹²² En 1994, en la ciudad de Cochabamba 119336 usuarios domésticos consumieron 150,739 MWh a una tarifa de 5.48 cUS\$/kWh, es decir 1263 kWh por año, significando un gasto de 69,2 \$US por hogar. El PIB/capita en Cercado era en 1992 1220 \$US, que significa gastos en electricidad de solamente 1 - 1,5 % del ingreso por hogar, en función de la cantidad de miembros. Para compararlo con el área rural, se toma la tarifa mínima de aprox. 4 \$US mensuales, independiente del consumo. Los gastos anuales se encuentran en 48 \$US, o sea en un 69 % de los gastos urbanos, no tomando en cuenta los mayores costos de conexión en el área rural, mientras el consumo es de solamente un 25 % del consumo urbano. (Reporte Anual, ELFEC 1995).

¹²³ El Diesel utilizado en la generación de electricidad esta subsidiado. En este caso se favorece la utilización de un combustible escaso en el país (se importa), poluyente y que genera circuitos económicos informales por el control dificultoso de su utilización.

b) Exenciones Impositivas a la Energía Rural

Cuando un proyecto energético se torna vital para el desarrollo nacional, el tema impositivo, puede constituirse en una barrera que limite su ejecución, poniendo en riesgo los impactos de su ejecución. Esta situación tiene antecedente (¹²⁴) en el proyecto del Gasoducto al Brasil, que será un catalizador del desarrollo nacional y que tiene exención impositiva de aranceles aduaneros, impuesto al valor agregado, verificación de importaciones, etc.

Al ser la energía rural importante en el contexto del desarrollo nacional, debería aplicarse el mismo mecanismo de exención en el tema impositivo, a efecto de acelerar el proceso de energización rural, bajar los costos de la energía a los pobladores rurales y consecuentemente incrementar las oportunidades de accesibilidad al suministro energético (¹²⁵).

Un segundo tema que aparece, es el relacionado con impuestos corrientes que se cobran por servicios energéticos en economías poco ligadas al mercado. A diferencia de los pobladores urbanos, los pobladores rurales no tienen oportunidad de descargar los impuestos que pagarían por determinados servicios energéticos.

En ambos casos, es posible estudiar la otorgación de un periodo de exención tributaria que alcance 15 años (el período estimado por la Estrategia Nacional de Energía Rural para lograr sus metas).

3. Energía Rural y Medio Ambiente

Las fuentes tradicionales de energía todavía dominan la matriz energética rural, aunque en tendencia se incrementa el uso de fuentes comerciales, como el GLP y la electricidad.

Considerando el uso intensivo de biomasa, hasta el momento no existen políticas para sustituir este energético o mejorar su eficiencia, por otro lado la Ley de Hidrocarburos en relación al abastecimiento rural, no se refiere en ningún artículo a este problema. Actualmente se está

¹²⁴ El Decreto Supremo 24488 de 31-1-97 en el marco de la Ley 1755 (acuerdo de exención de impuestos al proyecto Gasoducto Bolivia - Brasil de 23 de Enero de 1997), estipula que a) las importaciones definitivas de bienes destinados a su uso directo o incorporación en la construcción del gasoducto, b) compras suministros y circulación local de bienes y servicios directamente destinados a su uso o incorporación en la construcción del gasoducto, c) financiamiento, crédito, cambio de divisa, seguro y sus correspondientes pagos y remesas al exterior; quedan liberadas del GAC, IVA y Verificación de Importaciones. Adicionalmente, internaciones temporarias no están sujetas a la presentación de boletas bancarias. Estas importaciones (definitivas y temporarias) serán autorizadas por la SNE. Finalmente, se instruye al Ministerio de Hacienda que en un plazo máximo de 2 días en cada caso que se presente, emita resolución de liberación para este efecto. El monto del proyecto en el lado boliviano es de 460 MM\$US.

¹²⁵ De aplicarse esa exención tributaria un sistema fotovoltaico para uso doméstico que hoy cuesta cerca a \$US 800 en el mercado nacional, podría encontrarse en menos de \$US 550, sin considerar aún compras a escala. En todo caso, la exención tributaria no representa una pérdida para el Estado, puesto que la demanda esta congelada; si se mantienen los tributos el mercado no crecerá y el Estado tampoco percibirá ingresos adicionales, con el añadido del perjuicio social.

analizando un probable incremento al precio del GLP, que tendría como consecuencia una reducción significativa en el consumo de este energético en el área rural.

Respecto a los problemas globales del uso de energía, como el efecto invernadero, el uso de biomasa no tiene impacto, siempre y cuando se trate como un recurso renovable, es decir que la recolección de la leña no supere la reposición de la biomasa. La incorporación de este recursos en esquemas de mercado, dándoles precio e infraestructura de comercialización, crearía incentivos para buscar una mayor eficiencia en el uso de estos energéticos, aspectos que promoverá el Programa Nacional de Biomasa. En todo caso, el potencial de la biomasa como energético es el mayor del país y todavía no ha sido explotado en toda su dimensión.

Las otras fuentes por su participación marginal en la matriz energética rural, no presentan problemas ambientales a nivel marco en el área rural. En estos casos el problema ambiental se expresa más bien en términos micro en cada hogar rural. Estudios del PNUD estiman que el 66% de las exposiciones a partículas (en humos principalmente) se registran en los hogares rurales debido a las fuentes que se utilizan (velas, leña, mecheros).

Otro aspecto importante es la utilización de pilas, las cuales son desechadas directamente al suelo y que implica una contaminación de fuentes de agua subterránea y suelos, por el arrastre de plomo y otras sustancias.

En el área rural, las condiciones para la difusión de fuentes renovables de energía son mejores que en los mercados urbanos, y en la mayoría de veces son la única opción tecnológica para ciertos usos finales, como el suministro con energía eléctrica, con un beneficio amplio para el medio ambiente.

Sin embargo aún así habrá que tomar ciertas medidas en caso de introducciones masivas⁽¹²⁶⁾, a efecto de no dañar una de sus principales ventajas frente a los energéticos convencionales: su mínimo impacto ambiental.

¹²⁶ Los proyectos en este campo están incorporando componentes de reciclaje de equipos, como las baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos que en acuerdos con las fábricas nacionales, se comprometen a recoger los equipos una vez finalizada su vida útil y recambiarlos, aceptando el equipo usado como parte de pago por un equipo nuevo.

IX. LINEAMIENTOS DE POLÍTICAS FUTURAS

A. Los Objetivos para el Desarrollo Energético Sostenible

Lograr y consolidar un desarrollo sostenible del país, debe ser el objetivo superior que oriente la política energética. En este contexto la incorporación de las dimensiones socioeconómicas, ambientales y políticas, como nuevas dimensiones de análisis y de interrelaciones, permitirá que se satisfaga las urgentes necesidades de crecimiento del presente sin limitar las posibilidades de las generaciones futuras.

El sector energético está íntimamente relacionado con el logro del concepto anterior. Los objetivos sectoriales específicamente buscarán:

- En lo político: el logro de la seguridad de abastecimiento energético, así como la desconcentración del poder político - económico tanto a nivel estatal como privado.
- En lo económico: el logro de un nivel aceptable de autarquía energética, con calidad y confiabilidad en el abastecimiento interno, el establecimiento de un flujo estable de recursos por exportaciones, la disminución de la intensidad energética que implica el desarrollo de actividades de eficiencia energética.
- En lo social: costos aceptables y accesibles del suministro energético, considerando los diferentes estratos de población, diversificación de la oferta energética, abastecimiento suficiente, mayor cobertura, satisfacción de demandas sociales, productivas e individuales, creación de fuentes de empleo y abastecimiento rural.
- En lo ambiental: reducción de los impactos ambientales que causa la producción, abastecimiento y uso de la energía, sobre los recursos naturales renovables y no renovables; manejo sostenible de cuencas hidráulicas, de la biomasa; incremento de la utilización de las energías renovables; explotación eocompatible de los recursos fósiles en el largo plazo.

El como medir el avance paulatino y consecución de estos objetivos, parece ser la interrogante principal, sin embargo a pesar de ser reiterativos (¹²⁷), los indicadores que permiten medir los resultados de la política energética sostenible a implementarse han sido planteados por OLADE - CEPAL - GTZ (¹²⁸) y se desarrollan en el siguiente punto.

¹²⁷ Los primeros dos indicadores y el inverso del tercero han sido explicados y calculados en el Capítulo I.

¹²⁸ Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe OLADE - CEPAL - GTZ Quito Ecuador 1.997

B. Indicadores del Desarrollo Energético Sostenible

1. Descripción

Los indicadores que permiten analizar la sostenibilidad del sector energético son:

a) Autarquía energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene una baja participación de las importaciones de energéticos en la oferta energética. Bolivia tiene un buen desempeño en este sentido, actualmente solo se importa diesel para superar los déficits que se presentan y electricidad en pequeñas cantidades. Este indicador responde a consolidar una seguridad de abastecimiento, guardar un grado de independencia energética saludable y disminuir el riesgo de eventuales desequilibrios en la balanza de pagos.

b) Robustez frente a cambios externos

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene una baja contribución de las exportaciones energéticas en el PIB. Este indicador a través de los proyectos de exportación de energía, puede pasar a tener un valor mayor para el país en vista de la diversificación de las exportaciones bolivianas de energía. Jugará un rol importante, la diversificación de la canasta exportable no tradicional boliviana.

Este indicador busca flujos estables de ingresos de las exportaciones, un menor peso de los ingresos variables en el presupuesto y disminuir el riesgo de eventuales desequilibrios en la balanza de pagos; Una economía diversificada es más saludable.

c) Productividad Energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene un alto PIB por unidad de energía (el inverso de la intensidad energética). En el país este indicador es susceptible de mejoramiento intenso y se relaciona con el logro de buenas eficiencias productivas, eficiencias energéticas, reducción de necesidad de inversiones estatales en el sector, abastecimiento suficiente, reducción de costos de suministro, lo que implica una mejor calidad ambiental.

d) Cobertura Energética

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene un alto porcentaje de hogares electrificados. La situación en Bolivia a nivel general es aún sensible en este sentido, particularmente en el área rural. El indicador busca lograr una diversificación de la oferta energética, abastecimiento suficiente, acceso a energéticos comerciales, abastecimiento a servicios sociales, mejora de calidad de vida.

e) Cobertura de Necesidades Básicas

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene suficiente consumo de energía útil en el sector residencial. Al igual que el indicador anterior se tiene una situación difícil en el área rural donde hasta un 98% de las necesidades domésticas se cubren con biomasa a bajos niveles de rendimiento. Este indicador responde a lograr una satisfacción de las necesidades básicas, una diversificación de la canasta energética y una utilización más eficiente y sostenible de la biomasa.

f) Pureza Relativa del Uso de Energéticos

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene un bajo nivel de emisiones de CO₂. Con seguridad que un uso intensivo del GN en la generación de electricidad, así como la generación hidráulica hacen que existan buenas expectativas respecto a este indicador. Mejorar este indicador se logra a través del logro de una mejor calidad de aire y una reducción de emisiones de gases con efecto invernadero.

g) Uso de Energías Renovables

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene una alta participación de las ER's en la oferta energética. En el país aún es marginal la participación de las energías renovables en la matriz energética. El indicador busca lograr disminuir los impactos ambientales, reducción de emisiones, mejora de condiciones de vida

h) Alcance de Recursos Fósiles y Leña

Indicador de alta sostenibilidad cuando se tiene un alto nivel de relación reservas/producción de energéticos fósiles y una baja tasa de deforestación. Un indicador que mejorará con la expansión de las exploraciones hidrocarburíferas, así como un manejo sostenible de la biomasa (casi un 50% de la superficie del país está cubierta de bosques).

Estos indicadores se pueden agrupar en las tres dimensiones que se plantean:

En lo Económico	En lo Social (equidad)	En lo Ambiental
1. Autarquía energética <u>import. Energéticas</u> (imp.+producc.) 2. Robustez <u>export. energéticas</u> PIB 3. Productividad <u>PIB</u> Consumo final	4. Cobertura eléctrica <u>hogares electric.</u> total de hogares 5. Cobertura necesidades básicas <u>Consumo energía útil residencial</u> Población	6. Pureza relativa del uso de energía <u>CO2 emitido</u> consumo energético 7. Uso de energías renovables <u>prod. Energ. renov</u> producción total 8. Alcance recur. Fósiles y leña <u>Prod. / Reserva</u> tasa deforestación

A partir de su lectura, se sugieren lineamientos para el desarrollo de políticas energéticas que conlleven a incrementar la sostenibilidad. Es evidente que se puede hacer avanzar el sistema energético nacional para que sea más productivo, eficiente y equitativo, menos vulnerable, contaminante y depredador. Para esto habrá que utilizar los instrumentos adecuados.

2. Bolivia y los Países Limítrofes

Para realizar una cuantificación adecuada de cada uno de los indicadores anteriormente explicados, el estudio mencionado efectúa una normalización de los mismos de manera que se reflejen todos y cada uno de ellos en una escala de 0 a 1; de acuerdo a los criterios de normalización, el valor ideal es 1. De esta manera además será posible la comparación entre países.

Es importante sin embargo no solamente efectuar el análisis de Bolivia sino también de los países limítrofes debido a su condición de complementariedad económica y energética con los mismos.

La situación boliviana y de los países limítrofes (Argentina, Brasil, Perú, Chile y Paraguay) respecto a los indicadores explicados es la siguiente:

Indicadores de Desarrollo Energético Sostenible
(Valores normalizados a 1, para 1994)

	Economía			Equidad		Medio Ambiente		
	Autarquía	Robustez	Productividad	Cobertura enrg. elec.	Cobertura NBA	Pureza	Uso ER's	Alcance
Bolivia	0.98	0.65	0.31	0.50	0.19	0.53	0.39	0.39
Brasil	0.69	1.00	0.40	0.70	0.32	0.95	0.65	0.39
Argentina	0.92	1.00	0.60	0.95	0.86	0.78	0.17	0.27
Paraguay	0.87	0.55	0.27	0.46	0.40	0.95	1.00	0.00
Chile	0.45	1.00	0.37	0.91	0.64	0.81	0.16	0.96
Perú	0.86	1.00	0.29	0.38	0.28	0.82	0.32	0.39
Promedio *	0.80	0.87	0.37	0.65	0.45	0.81	0.45	0.40
Limítrofes	0.76	0.91	0.39	0.68	0.50	0.86	0.46	0.40

Fuente: Energía y Desarrollo Sustentable en AL&C, OLADE, CEPAL, GTZ, 1997.

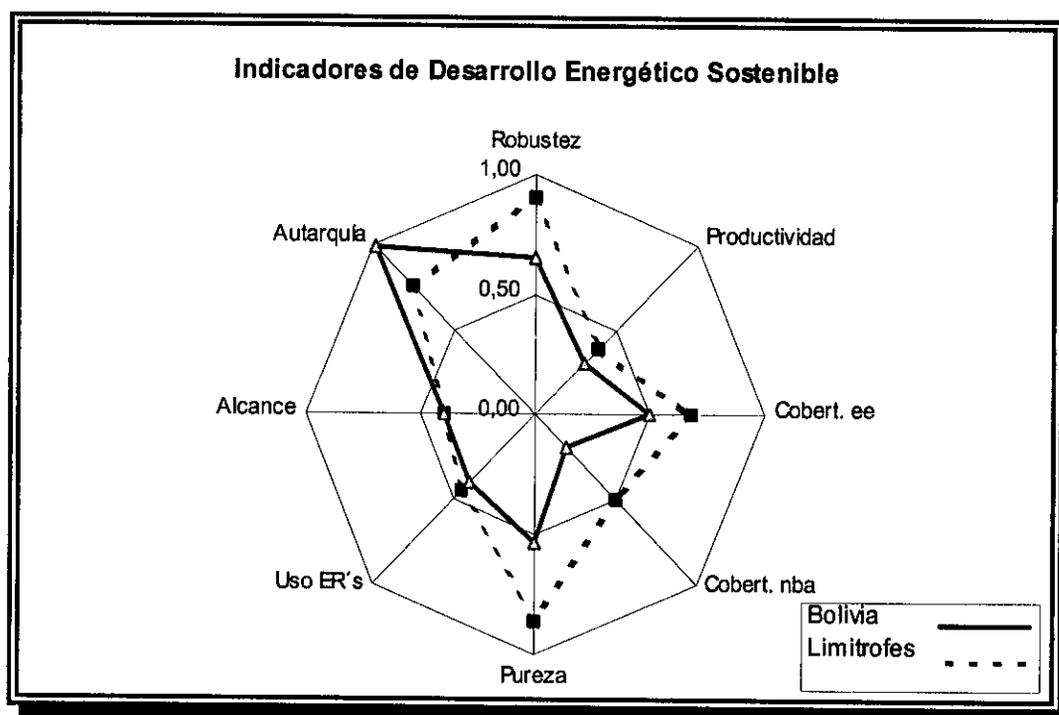
(*): Se refiere al promedio de todos los países limítrofes y Bolivia.

En el conjunto de los indicadores relacionados con la economía, se puede ver en general que el tema de la productividad energética exige una mayor dedicación y, que Bolivia se encontraría por debajo del promedio de los países limítrofes y del promedio general.

En los indicadores relacionados con equidad, el tema de la cobertura de las necesidades básicas tiene uno de los niveles más bajos de toda la región, en relación al promedio Bolivia no alcanza al 38% del valor.

Los indicadores relacionados con el Medio Ambiente calculados para Bolivia tienen valores bajos en relación al promedio del conjunto, aunque internamente la disparidad de valores es muy grande.

Bolivia aporta al conjunto significativamente en términos de autarquía, puesto que no es un demandante de energéticos importados. En el resto de los indicadores, el país tiene niveles en general más bajos. Visiblemente en los indicadores de robustez energética, cobertura de energía eléctrica y pureza relativa, el país tiene valores menores con una diferencia mucho mayor que en los otros casos.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de "Energía Desarrollo Sustentable En ALAC: enfoque para la política de energética" Proyecto CEPAL/OLADE/GTZ, mayo de 1997

En un ejercicio de acumulación de valores considerando la relación de los diferentes indicadores con cada eje de política (economía, equidad y medio ambiente), tendríamos la siguiente situación, sobre una escala de 0 a 1

Indicadores de Desarrollo Energético Sostenible para Bolivia y Países Limitrofes

	Economía	Equidad	Medio Ambiente
Limitrofes+Bolivia	0.68	0.55	0.55
Bolivia	0.65	0.35	0.44
Limitrofes	0.68	0.59	0.57

Fuente: Elaboración propia sobre la base de "Energía Desarrollo Sustentable En ALAC: enfoque para la política de energética" Proyecto CEPAL/OLADE/GTZ, mayo de 1997

En el conjunto se ve que Bolivia tiene valores por debajo del promedio de los países limítrofes acumulados.

De esta manera, la evolución de estos indicadores, permitiría verificar el grado de cumplimiento de una política energética sostenible.

C. Instrumentos para una Política Energética

1. Instrumentos para la Dimensión Energía y Desarrollo Económico

a) La Integración Económica y la Exportación de Energéticos

Bolivia busca insertarse en el Merco Sur como parte del mencionado bloque económico, pero también pretende ser canalizadora de intenciones y acciones de la Comunidad Andina (bloque económico al que también pertenece) hacia el Merco Sur.

Esta situación, así como su posición geográfica privilegiada entre ambos grupos de países, hará que exista una fuerte interacción entre el sector energético y económico boliviano y los países limítrofes, lo que reafirma el papel de Bolivia de ser un centro exportador y distribuidor de energía en la región (¹²⁹).

Con los cambios estructurales realizados pero fundamentalmente con la construcción del gasoducto y el acceso al mercado brasileño, Bolivia encuentra su sector energético en un período de transición. Como se preveía, las áreas de los energéticos convencionales, su explotación, exportación, distribución, etc. han sido transferidas al sector privado, los volúmenes de negocios estimados como la exportación de Gas al Brasil y otros países, y la exportación de energía eléctrica han movido el interés empresarial. De igual manera la distribución de energéticos en los mercados urbanos, es responsabilidad casi exclusiva del sector privado.

En este ámbito, la exportación de Gas Natural al Brasil se constituye en el proyecto más ambicioso y grande encarado en la historia del país, y de la orientación de política energética que se aplique a los ingresos que se generen con dicho proyecto, dependerá en buena manera el crecimiento del país en los próximos años.

¹²⁹ El contrato suscrito el 17 de febrero de 1993 entre YPF y PETROBRAS establece el derecho de paso por territorio boliviano para el gas proveniente de otros países destinado al consumo en el mercado brasileño, conforme al Acuerdo Parcial de Promoción de Comercio entre el Brasil y Bolivia en el ámbito de ALADI, suscrito en agosto de 1992.

Este Acuerdo define en su Artículo 3ro que, la compra y venta de gas natural entre los países signatarios estará exenta de gravámenes a la importación y de impuestos a la exportación, **así como de cualquier otra restricción no arancelaria**. El Gobierno de Bolivia garantizará el **libre derecho de paso de gas natural de terceros países**, a través de ductos actuales o que se construyan oportunamente, con destino al Brasil, salvaguardando en favor de Bolivia los costos adicionales de transporte y la disponibilidad de gas boliviano hasta el volumen máximo contratado.

No menos importantes sin embargo, son las posibilidades de exportación de electricidad, aunque aparezcan en este sentido fuertes contradicciones, competencias e intereses encontrados sobre todo cuando se toca el tema de generación en base a Gas Natural. No sucede lo mismo cuando se habla de hidroelectricidad. Los proyectos hidroeléctricos del Sur (en la frontera con la Argentina), los proyectos dentro del país (ampliaciones, plantas en cascada, etc.) y los grandes proyectos como El Bala (2400 MW), con seguridad que mostrarán nuevas perspectivas al negocio eléctrico.

En términos formales, hasta el momento se ha pedido la concesión provisional para el proyecto hidroeléctrico de EL Bala. Adicionalmente sobre el río Bermejo está considerada la posibilidad de instalación de 350 MW hidroeléctricos en convenio con la Argentina. Para el abastecimiento interno en La Paz COBEE inició los trabajos de incorporación de 30.8 MW hidroeléctricos. Asimismo por lo menos hay 6 nuevas autorizaciones de construcción y estudios de plantas menores a 5 MW de diferentes empresas.

Podemos resumir la situación de la siguiente manera:

Descripción	MW
Capacidad actual hidroeléctrica	307
Proyectos comprometidos grandes	350
Proyectos comprometidos medianos	30.8
Proyectos comprometidos pequeños	20
Estudios	2000
Total Probable	2707.8

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a proyectos presentados a la S.N.E.

De esta manera es posible observar que el uso del recurso hidráulico a gran escala tendrá un impacto favorable en términos ambientales, beneficio que se extenderá a países limítrofes que importen energía eléctrica.

b) El Incremento de la Productividad Energética

A nivel interno el incremento de la "productividad" energética, es decir la generación de más valor con un menor consumo de energía, o su inverso la disminución de la intensidad energética en la generación de PIB, se convierte en un aspecto importante a promover, desarrollar y normar, sobre todo por sus implicancias económicas relacionadas con el sector industrial y el aumento de competitividad industrial.

Dentro del proceso de consolidación de bloques económicos y apertura de fronteras, sin duda alguna la presencia en el mercado de la industria nacional se puede ver severamente afectada, si no se empiezan a tomar medidas que induzcan a una mejora de la competitividad. En ese contexto, la necesidad de reducir la intensidad energética puede ser uno más de los factores que pueden permitir un incremento de competitividad.

2. Instrumentos para la Dimensión Energía y Equidad

a) El Suministro de Energía Confiable Económica y de Calidad

En este caso se destacan aspectos referidos a la protección de los derechos de los consumidores de energía, labor encargada de regular a las Superintendencias respectivas. En este caso la transparencia en la fijación de tarifas de energéticos, el mantenimiento e incremento de la calidad y confiabilidad del servicio, el cumplimiento de metas de cobertura y expansión de servicios, etc., son los temas de análisis sobre todo si se quiere minimizar impactos negativos en los sectores rural y urbano marginal que concentra los niveles de pobreza existentes.

b) La Energización Rural

Desde el punto de vista de la equidad, el mayor peso de análisis y de tareas a realizar en el futuro se dirige al tema de la energización rural, intentando superar los niveles de cobertura existentes, así como el desarrollo de la estructura institucional para lograr niveles aceptables de suministro y utilización de energéticos. El uso de las energías renovables, aparece en el centro de la discusión como una alternativa técnica, ambiental e inclusive económica de energización para las regiones aisladas y remotas donde no llegarán los energéticos convencionales.

3. Instrumentos para la Dimensión Energía y Medio Ambiente

a) La Búsqueda del Equilibrio entre Reservas, Producción y Consumo

El marcado desequilibrio existente entre las reservas energéticas que posee el país, la producción y el consumo de energéticos (la mayor reserva corresponde al potencial de biomasa, la mayor producción al Gas Natural y el mayor consumo a los derivados de petróleo), muestra la necesidad de encarar una política de manejo adecuado de esas tres esferas (reservas, producción y consumo de energéticos), para evitar que se consuma intensivamente el energético del que menos reservas se tiene, y no necesariamente el energético que más se produce.

Sin embargo, la amenaza del desequilibrio persistente no solo proviene de la demanda interna, sino también por la posición asumida de país exportador de Gas Natural, lo que pudiese afectar en el mediano y largo plazo el equilibrio entre reservas, producción y consumo.

Este aspecto sin duda es uno de los ejes de formulación de políticas macro de mediano plazo, que permitan articular las demandas con una oferta más racional de una canasta de energéticos.

En ese aspecto a nivel interno, la biomasa como energético tiene importancia relevante por sus implicaciones a nivel socioeconómico en el área rural. La consideración de marcos legales para su gestión, eficiencia en su utilización, así como nuevas tecnologías y la discusión sobre el aprovechamiento sostenible de la biomasa es el escenario para el desarrollo de políticas específicas.

b) Eficiencia Energética

Otra faceta del tema energético - ambiental se presenta cuando se realiza un aprovechamiento más eficiente de la energía y a través de esto, se logra disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

La intensificación del uso del gas natural (en los sectores doméstico y de autotransporte), el incremento de eficiencia en el alumbrado público, la reducción de pérdidas térmicas en la industria, el uso racional de energía en el sector doméstico, etc. son tareas a desarrollar con un impacto económico y ambiental importante.

D. Líneas de Acción y Mecanismos

1. Reestructuración Institucional del Sector y Fortalecimiento de la S.N.E.

Por el peso en la economía, la geopolítica y la presencia de actores privados importantes⁽¹³⁰⁾ en el sector energético, el Estado debería procurar dotar en el mediano plazo a su estructura institucional de un liderazgo claro y altamente profesionalizado, a través de un Ministerio de Energía⁽¹³¹⁾.

La creación del Ministerio de Energía en el momento político y económico del país, se fundamenta en los siguientes aspectos generales:

- Incentivar un proceso acelerado de generación de excedentes económicos a partir de una captación masiva de recursos de inversión. Claramente, un sector que puede liderizar la captación de inversión extranjera y nacional es el energético.
- La administración anterior no formuló políticas explícitas de desarrollo energético, puesto que su ruta crítica estaba relacionada con la capitalización de las empresas públicas.
- Se hace imprescindible formular políticas adecuadas en la industria energética, con miras a construir un país regionalmente equilibrado y socialmente justo. Por ello, se requiere de dotar de estatura política a la industria energética de Bolivia.

Los mecanismos a manejar serán principalmente la difusión de información, las medidas de persuasión, la investigación, educación y capacitación, los incentivos fiscales y las inversiones públicas y privadas, buscando encontrar los canales bidireccionales que permitan la implementación de políticas en los diferentes sectores

¹³⁰ Muchas empresas energéticas presentes en Bolivia, generan riqueza en sus operaciones mundiales, muy superiores al PIB del país.

¹³¹ Se puede constatar que en países donde la energía y la minería juegan roles vitales en la economía, se ha preservado la existencia modernizada de un Ministerio de Energía y Minas. Como ejemplo, basta citar los casos del Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela y Brasil.

La reestructuración institucional deberá considerar:

a) Participación y Consenso para la Formulación de Políticas Energéticas

Ante un cambio del papel del Estado (asumiendo diferenciadamente roles promotores, normativos, reguladores y fiscalizadores), es necesario establecer criterios que permitan un desarrollo adecuado del sector, no solo basado en criterios de rentabilidad empresarial y ganancias, sino también considerando fundamentalmente conceptos de equidad, solidaridad y bienestar de la población.

La atención a los nuevos desafíos planteados, y expresados en los diferentes capítulos de este estudio, hacen necesario para una efectivización de las políticas energéticas que desarrolle el Estado, que el diseño de las mismas se nutra de los aportes de todos los actores (estatales y privados), rescatando las particularidades locales y regionales. No será posible desarrollar políticas energéticas concebidas a nivel central, sin una concertación en todos los niveles y con todos los actores. Las políticas reflejarán los estilos de consumo, producción y distribución de la energía que se quieren para el país, de ahí la necesidad de concertación.

Al estar el sector operativizado por el sector privado, prima entonces la necesidad de una articulación estatal - empresarial, compatibilizando objetivos e intereses.

b) Componente Orientado a la Integración y Competitividad

A nivel externo, las implicaciones de política energética están relacionadas con la integración económica - energética y la articulación a los bloques económicos regionales, así como el incremento de la competitividad del sector y de aquellos sectores energointensivos.

En general en el marco sectorial vigente, el desarrollo externo del sector energético estará regido por el desarrollo de los mercados energéticos internos (principalmente en las ciudades) y los mercados externos de exportación.

En este ámbito, la consolidación de Bolivia como un eje de distribución de energía, implica una participación activa en los bloques económicos regionales, la presencia activa en los organismos sectoriales multilaterales y regionales de coordinación, asistencia técnica y apoyo que existen, puesto que a nivel internacional, el manejo de la temática ambiental - energética, reforzará la posición nacional relativa a la exportación de hidroelectricidad y Gas Natural.

Todavía la estructura vigente corresponde a un modelo de gestión estatal anterior, caracterizado por el centralismo en la toma de decisiones y que no se adecua a la nueva realidad nacional.

La lógica de funcionamiento y pensamiento sectorial todavía no se ha descentralizado hacia las regiones y los Municipios, lugares donde ahora se toman las decisiones. Esta situación se ilustra ante la realidad de los proyectos de abastecimiento energético interno y rural

fundamentalmente que siguen adoleciendo de las fallas clásicas, no se insertan en el nuevo marco sectorial. Adicionalmente, el desconocimiento de los tomadores de decisiones locales y regionales de la nueva configuración que tiene el sector energético, es motivo de preocupación.

c) Componente Orientado a las Demandas Internas

En ese contexto, los componentes a incorporarse en una reestructuración institucional orientada a la satisfacción de demandas internas serían:

- La descentralización efectiva, con la posibilidad de concretar la apertura de “ventanillas sectoriales” que tengan presencia en las regiones (a través de las Prefecturas) y que esté cerca de los Municipios, para orientar sus decisiones, informar y retroalimentar a nivel nacional sobre el desempeño del sector.
- La promoción de inversiones privadas y públicas para el desarrollo del sector. En este caso un trabajo estrecho con las agencias de cooperación bilateral y multilateral, los fondos nacionales, los agentes financieros bilaterales y multilaterales, se tendrá que intensificar paulatinamente.
- La prestación de asistencia técnica, directa o a través de terceros, orientada a la planificación energética local y regional, la utilización de nuevas tecnologías energéticas y la eficiencia energética debe ser parte de la reestructuración. En caso de que los mecanismos de asistencia técnica estuviesen anclados fuera de la S.N.E., ésta deberá ejercer una coordinación estrecha y seguimiento a las acciones que se desarrollen.
- La capacitación y formación de recursos humanos, a través del desarrollo y apoyo de iniciativas externas a la S.N.E., bajo supervisión y coordinación estrecha que apuntale la realización de los proyectos en marcha que se tengan y amplíen un universo de recursos humanos capacitados. Se debería hacer énfasis en recursos que trabajen en las Prefecturas y Municipios a través de programas de actualización continua.

2. Fortalecimiento del Sistema Regulatorio

La realidad muestra que en aquellos países en los cuales se han incorporado reformas en el sector energético, reduciendo considerablemente el rol estatal como ha sucedido en Bolivia, existe la necesidad de fortalecer los sistemas regulatorios implementados a efectos de poder hacer frente a los problemas que se presentan, incrementar su credibilidad y profundizar su capacidad de gestión buscando una compatibilización de intereses privados y públicos.

El objetivo en este caso, es el de garantizar las condiciones de competencia de los actores del sector. De esta manera, una política de fortalecimiento sistemático del esquema regulatorio, que específicamente proteja de presiones políticas y empresariales al sistema, parece imprescindible. Adicionalmente se debe precautelar e incentivar la capacidad técnica y profesional en las diferentes superintendencias.

Paralelamente, la difusión de los derechos que tienen los usuarios de los diferentes servicios y el papel que juegan las diferentes superintendencias, es fundamental para iniciar la consolidación social de este sistema de regulación.

En este sentido, parece importante promover la organización gremial de los usuarios, especialmente los residenciales, para que se constituyan en interlocutores organizados y válidos del sistema.

3. Implementación de un Sistema de Planificación Energética Nacional

El diseño, desarrollo e implementación de un sistema de planificación energética que incorpore activamente a la población y las regiones, bajo el concepto de gestión social de la demanda, y en concordancia con las leyes de Descentralización y Participación Popular, es imperativo.

En este contexto, el ligar las demandas estructurales que resultan de las planificaciones participativas municipales, los planes de desarrollo regionales y las estrategias nacionales, sólo será posible de contarse con los canales adecuados de intercambio de información, formación de consensos y convocatoria nacional.

Para esto se torna imprescindible:

- El funcionamiento de un sistema de información energético nacional, que permita orientar el desarrollo del sector, apoye las tareas de planificación, la interrelación con el sector privado y el monitoreo y evaluación de las políticas energéticas y los impactos logrados. Este sistema de información debe ser bi-direccional.
- La convocatoria efectiva y activa a todos los actores institucionales que trabajan en el sector, buscando canales formales y establecidos para rescatar iniciativas y lograr un interrelación provechosa y sinérgica.
- La descentralización de las decisiones, trabajando fuertemente con los tomadores de decisiones regionales y locales, a efecto de orientar el desarrollo sectorial acorde con las políticas macro del desarrollo sostenible.

4. Incorporación Efectiva de las Energías Renovables y la Eficiencia Energética

Una incorporación explícita de nuevas áreas de trabajo como son la eficiencia energética, las energías renovables, debe ser parte de la política a implementar.

En el nuevo contexto sectorial, el desarrollo energético debe ser conducido prioritariamente por el sector privado en todos sus aspectos operativos, limitándose el Estado a su

tarea de promoción, fiscalización y regulación. Sin embargo existen por lo menos cuatro barreras íntimamente relacionadas que se deben vencer para lograr un desarrollo efectivo de esta política:

- Información fidedigna y neutra entre los actores.
- Ofertantes tecnológicos activos y capaces.
- Mecanismos financieros apropiados para la energía y el medio ambiente.
- Sinceramiento de precios y tarifas energéticas en el mediano plazo.

Estas barreras se hacen más visibles, cuando se tocan los temas de energías renovables y de eficiencia energética.

Esta incorporación significa la creación de un marco legal específico, el desarrollo de mecanismos de financiamiento y el fortalecimiento de la institucionalidad de los diferentes actores estatales y privados.

Sin duda los impactos ambientales y económicos que se deriven de una políticas de este tipo serán importantes.

En este campo la realización de acciones destinadas a reestructurar la matriz energética, orientando el consumo en relación a la producción y las reservas energéticas mayores de las que dispone el país, la utilización de un enfoque integrado de eficiencia energética, el suministro sostenible y la gestión de la demanda, serán la pauta para disponer de energía suficiente en el largo plazo.

Las medidas a tomarse pasan por una implementación activa de políticas y estrategias alrededor de la eficiencia energética y las energías renovables. Ambas se constituyen en las herramientas para introducir al sector una racionalidad energética y compatibilizar su desarrollo con el medio ambiente.

Entre las principales acciones a ejecutarse se pueden citar las siguientes:

- a) **Eficiencia de iluminación en el sector residencial y comercial**, incorporando el uso de lámparas más eficientes en reemplazo de las de filamento incandescente en todos los estratos del sector residencial.
- b) **Eficiencia en cocinas que utilizan biomasa**, introduciendo fogones mejorados, aprovechando los resultados exitosos obtenidos en el altiplano boliviano, con ahorros en el consumo de biomasa de hasta un 35%.
- c) **Eficiencia en la refrigeración en el sector residencial**, promoviendo la introducción de refrigeradores de bajo consumo de energía en todos los subsectores del sector residencial, considerando que un refrigerador eficiente demanda aproximadamente 3.3 veces menos de energía que los equipos comunes.

- d) **Incremento del uso residencial del gas natural**, promoviendo la introducción del gas natural en el sector residencial para propósitos de cocción y calentamiento de agua en el subsector residencial urbano electrificado, desplazando al GLP, el cual podría ingresar al área rural, desplazando a su vez a la biomasa, bajo determinadas condiciones de accesibilidad y oportunidad.
- e) **Incremento del uso de energía solar en el calentamiento de agua**, fundamentalmente en el sector urbano.
- f) **Eficiencia del uso comercial de la biomasa en la industria rural**, para lo cual se deberá introducir nuevas tecnologías de combustión de biomasa y promover el cambio de combustible hacia el Gas Natural, cuando esto fuese posible.
- g) **Conservación de energía eléctrica en los usos comerciales**, promoviendo la utilización de equipamiento eléctrico más eficiente
- h) **Conservación de la energía en la industria**, el rendimiento en el uso final de energéticos de este sector se estima en un 28% por esta razón es imprescindible establecer líneas de acción que permitan mitigar los efectos negativos sobre el sector productivo en el mediano y largo plazo. Para esto se prevé medidas de reordenamiento interno (5% - 10% de ahorro de energía) y las mejoras de procesos y tecnología (10% - 15% de ahorro de energía).
- i) **Incremento del uso del gas natural en el sector transporte**, acelerando el ritmo de conversión de la flota automotriz hacia el gas natural, considerando tanto los vehículos a gasolina como los que utilizan diesel, a partir de una promoción más intensa y programas de financiamiento para la reconversión.
- j) **Reducción de la quema de gas natural en campos de explotación**, aumentando la recuperación, el tratamiento, reinyección y reciclado de gas natural y separación de licuables.

5. Atención de las Demandas Rurales de Energía

En el caso de la energización rural, el desarrollo de la misma como prioridad , permitirá saldar una deuda de equidad social, en el marco de la estrategia nacional de energía rural y las leyes vigentes. Las energías renovables serán un importante instrumento y merecerá una atención especial la biomasa como energético mayoritariamente utilizado en el área rural.

Lograr costos aceptables y accesibles para la energía rural, diversificar la oferta energética a través de una canasta de fuentes incorporando a las energías renovables, son los temas a desarrollar.

El financiamiento del desarrollo de la energización rural, también se incorpora en esta agenda. Hasta el momento, se desarrollan proyectos con diferentes estrategias y resultados y,

desde el Estado se permite y alienta a efecto de disponer de un mayor universo de casos que permitan en el futuro la toma de decisiones.

Sin embargo, es tiempo que el propio Estado lance no solo el marco conceptual, sino también las líneas de acción, los esquemas de financiamiento y gestión de la energía rural. Caso contrario, se irán más bien multiplicando los “modelos” y lo que sería más peligroso, la superposición de unos a otros en las mismas zonas, o actuando lado a lado, en algunos caso con fuertes contradicciones de significado en los grupos meta.

Como consecuencia del análisis realizado, se pueden definir acciones concretas para mejorar la situación energética rural de manera sostenible:

- El primer paso en programas estatales debe ser **el satisfacer las demandas energéticas de infraestructura pública**, como escuelas, postas sanitarias y centros comunales. Para este objetivo se podría utilizar los mecanismos de la Ley de Participación Popular, así como el financiamiento adicional a través de fondos estatales o de cooperación internacional ⁽¹³²⁾.
- A mediano plazo, las políticas en energía rural deben tener como objetivo **establecer costos aceptables de la energía para los usuarios domésticos**. Para eso, sería favorable permitir e inclusive dar incentivos en el marco del co-financiamiento y la regla del “máxima cobertura con el mínimo subsidio”, evitando las subvenciones en las tarifas. Otro mecanismo planteado sería la otorgación de periodos de excensión tributaria para desarrollar la energización rural.
- Para fomentar la economía local, en particular, se requiere de **incentivos para el uso de recursos localmente disponibles**, como recursos hídricos, solares, eólicos y de biomasa (en forma sostenible). Las tecnologías para el aprovechamiento de estos recursos deben ser favorecidas por el sistema de impuestos y aranceles.
- Para seguir con el proceso de la integración de las zonas rurales en los mercados energéticos, es imprescindible el establecimiento de **reglas claras** para la energización rural y **aplicarse sin excepción** en los proyectos que se desarrollen. Tomando en cuenta las experiencias negativas del pasado, se debería inclusive pensar en una entidad a nivel nacional que vigila la aceptación de estas reglas, sobre todo en el sector público y en programas de la cooperación internacional; de esta manera se podría evitar la distorsión de mercados ya establecidos, por esquemas de subvención que son limitados a ciertas regiones y con limitaciones de tiempo.
- Para incrementar la competitividad del uso de energía en el sector rural, es importante la **promoción de los usos eficientes y productivos** de los energéticos que puedan fomentar el crecimiento de la economía campesina, volviendo la energía en un factor de apoyo al desarrollo económico, por lo menos con economías crecientes.

¹³² Ver adicionalmente, E&D No. 11 Potenciamiento de la Infraestructura Social, con Módulos de Energía. Cochabamba, 1997

- Específicamente para mejorar la oferta de servicios energéticos, las políticas de energía rural deben apoyar una **diversificación de la oferta tecnológica**, incorporando las energías renovables en la matriz energética para el área rural. La inexistencia de operadores y la falta de experiencia de ellos se podría superar, dando incentivos para la creación de empresas locales, evitando restricciones burocráticas y dando asistencia técnica en su fase inicial de operación.
- Finalmente se debe destacar que un instrumento necesario para aplicar todas las acciones mencionadas es la implementación de un **módulo rural** en el **sistema de información energética**, que permita tomar decisiones en base a datos reales y actuales. La forma de agregar la información a nivel de empresas no es adecuada para atacar el problema de energía rural, y no corresponde al marco normativo, que explícitamente separa el área urbana del área rural y, en el caso de los recursos renovables no se encuentra disponible.

6. Activación de Mecanismos Institucionales Latentes

Para el logro de las metas establecidas, son imprescindibles el desarrollo, puesta en marcha, operatividad e intensificación de acciones por parte de determinados mecanismos, los cuales desde el Estado deben involucrar fuertemente al sector privado.

a) Programa de Eficiencia Energética

La Secretaría Nacional de Energía (S.N.E.) ha desarrollado acciones piloto, con el objetivo de generar experiencia y difundir las mismas. El objetivo mayor del programa es de trabajar en el sector de la gran industria, que consume el 90% de la energía de todo el sector industrial. Este programa cuenta con el apoyo del programa ESMAP/Banco Mundial.

El programa tendría que activarse de manera más intensa para la consolidación del marco legal e institucional que permita el desarrollo de la eficiencia energética, así como la implementación de acciones de promoción que induzcan al sector privado a su réplica en condiciones estrictamente de mercado.

b) Programa Nacional de Biomasa

Está anclado igualmente en la S.N.E.; busca establecer un marco de sostenibilidad para el uso de biomasa con fines energéticos. Actualmente ha pre-identificado acciones y se prepara para el desarrollo de actividades piloto.

El programa trabajará buscando la sustitución de la biomasa por combustibles más eficientes como el Gas Natural, la introducción de un marco de gestión territorial de la biomasa a cargo de los Municipios, la promoción de tecnologías con mayor eficiencia, etc. Este programa cuenta con el apoyo del programa ESMAP/Banco Mundial.

c) Programa de Electrificación Rural

Constituye el mecanismo que tiene un mayor desarrollo, enmarcado en la Estrategia Nacional de Energía Rural y que pretende, promover acciones de electrificación en las áreas rurales aisladas y dispersas con energías renovables. Bajo el marco de este programa se han diseñado diferentes proyectos para la introducción de sistemas fotovoltaicos y Micro Centrales Hidráulicas. Este programa cuenta con el apoyo del programa ESMAP/Banco Mundial y el crédito 2790-BO del Banco Mundial.

Particularmente en este caso, la atracción de inversiones sigue demorándose, con el consiguiente desgaste institucional. En el tema rural, la activación de este programa debería constituirse en unaprioridad sectorial.

7. Institucionalización del Monitoreo Sectorial

Un adecuado desarrollo de la política sectorial solo será posible si se institucionaliza el Monitoreo Sectorial, que permanentemente retroalimente al diseño de políticas y ajuste de estrategias. Los indicadores planteados inicialmente, pueden servir de base para el monitoreo que tenga características regionales y nacional.

En todo momento no se debe descuidar que los ejes de la política energética serían la economía, la equidad, los recursos naturales y el medio ambiente.

El desarrollo del sistema nacional de información energética con la incorporación del módulo de monitoreo de desarrollo e impactos de las políticas implementadas, parece importante a efecto de retroalimentar y ajustar permanentemente las líneas de acción.

El monitoreo del sector deberá institucionalizar también sus mecanismos para la recolección de información, la evaluación y su compatibilización permanente con los organismos locales, regionales, nacionales e internacionales.

Anexo 1
INGRESOS TRIBUTARIOS
SECTOR ELÉCTRICO
ANTES DE LA CAPITALIZACION 1994

EMPRESA	IVA	IT	IRPE	RC-IVA	ICE	OTROS ING.	IMPUESTO A LAS UTILIDADES		TOTAL
							REMESAS AL EXTERIOR	ANUAL	
ENDE (a)	33.660.309	7.741.429	-	426.091	11.516	-	-	-	41.839.345
COBEE (a)	4.776.109	1.004.917	-	4.342.697	2.140.896	-	-	-	12.264.619
CRE (b)	4.487.048	4.208.526	-	492.847	39.839	-	-	-	9.228.260
ELFEC (b)	5.965.873	2.951.450	-	203.960	4.822.310	-	-	-	13.943.593
TOTAL	48.889.339	15.906.322	-	5.465.595	7.014.561	-	-	-	77.275.817

(Bolivianos corrientes), (a): Empresa integrada (b): Empresa de distribución

DESPUÉS DE LA CAPITALIZACION (1996)

EMPRESA	IVA	IT	IRPE	RC-IVA	ICE	OTROS ING.	IMPUESTO A LAS UTILIDADES		TOTAL
							REMESAS AL EXTERIOR	ANUAL	
ENDE RESIDUAL	20.290.849	6.692.771	-	53.989	-	386.982	-	2.295.931	29.720.522
GUARACACHI SA	9.872.610	1.760.532	-	29.072	40.486	66.922	986.723	5.421.279	18.177.624
CORANI SA	10.216.713	1.146.176	-	68.891	-	56.819	16.266	9.888.233	21.393.098
VALLE HERMOSO SA	3.798.252	933.263	-	15.123	13.644	85.050	865.954	1.419.702	7.130.988
COBEE	11.712.562	1.233.668	-	304.509	33.126	544.812	6.057.763	4.636.637	24.523.077
ELECTROPAZ	4.472.694	2.782.439	-	165.506	-	100.923	255.701	49.251	7.826.514
CRE	5.909.028	9.062.739	-	341.482	200.732	121.319	151.565	1.133.774	16.920.639
ELFEC	10.228.031	2.610.204	-	492.132	-	712.341	2.590.894	4.276.447	20.910.049
TOTAL	76.500.739	26.221.792	-	1.470.704	287.988	2.075.168	10.924.866	29.121.254	146.602.511

DESPUÉS DE LA CAPITALIZACION (1997)

	IVA	IT	IRPE	RC-IVA	ICE	OTROS ING.	IMPUESTO A LAS UTILIDADES		TOTAL
							REMESAS AL EXTERIOR	ANUAL	
ENDE RESIDUAL (*)	9.341.519	3.767.338	-	38.955	-	345.361	-	-	13.493.173
GUARACACHI SA (**)	5.251.809	8.959	-	8.123	-	28.438	1.913.231	4.219.700	11.430.260
CORANI SA (**)	6.727.335	16.393	-	13.624	-	22.067	48.796	18.489.162	25.317.377
VALLE HERMOSO SA (**)	109.204	1.444.717	-	5.895	-	192.963	904.660	3.057.243	5.572.202
COBEE (*)	3.992.148	35.183	-	102.577	-	1.048.723	1.048.723	22.864.022	28.235.616
ELECTROPAZ (*)	4.080.368	1.278.365	115.301	-	-	141.468	518.558	46.969	6.181.029
CRE (*)	8.173.294	4.833.573	-	318.245	-	201.524	103.510	6.407.690	20.037.836
ELFEC (*)	8.083.835	1.885.170	-	637.672	-	181.111	479.816	7.759.477	19.027.081
TOTAL	45.759.512	13.269.698	115.301	1.125.091	-	1.163.415	5.017.294	62.844.263	129.294.574

(*): Acumulado a Agosto de 1997; (**): Acumulado a Julio de 1997.

Anexo 2

RESUMEN DE LA CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL INDUSTRIAL UNIFORME
(CIUU)

Fabricación de productos Alimenticios, Bebidas y Tabaco	311	-Carnes, Lácteos, conservación de frutas y legumbres, pescados, productos de molinería, panificación, refinera de azúcar, productos derivados del cacao y confitería.
	312	-Producción de alimentos diversos y alimento para animales.
	313	-Bebidas malteadas y malta, bebidas no alcohólicas y aguas gaseosas.
	314	Industria del tabaco.
Fabricación de Textiles, prendas de vestir e industria del cuero.	321	-Hilado, tejido y acabado de textiles, confección, tejidos de punto, tapices y alfombras, cordelería y fabricación de productos textiles.
	322	-Fabricación de prendas de vestir, excepto calzados.
	323	-Curtidurías y talleres de acabado, preparación y tejido de pieles, fabricación de productos de cuero y sucedáneas de cuero.
	324	-Fabricación de calzados de cuero
Industria de la madera.	331	-Aserraderos, talleres de acepilladura, fabricación de envases de madera y caña, fabricación de productos de madera y corcho.
	332	-Fabricación de muebles y accesorios.
Imprentas, editoriales e industrias conexas.	341	-Fabricación de pulpa de madera, papel y cartón, fabricación de embases de papel y cartón, fabricación de artículos de pular, papel y cartón.
	342	-Imprentas, editoriales e industrias conexas.
Fabricación de substancias y productos químicos; derivados del petróleo	351	-Fabricación de substancias químicas, abonos, plaguicidas, resinas sintéticas, materias plásticas y fibra artificial.
	352	-Fabricación de pinturas y lacas, productos farmacéuticos y medicamentos, jabones y otros productos químicos.
	353	-Refinerías de petróleo.
	354	-Derivados del petróleo
	355	-Industria de llantas, productos de caucho.
	356	-Fabricación de productos de plástico.
Fabricación de productos de minerales no metálicos	361	-Fabricación de objetos de barro, loza y porcelana.
	362	-Fabricación de vidrio y productos de vidrio.
	369	-Fabricación de productos de arcilla para la construcción, fabricación de cemento, cal y yeso; fabricación de productos no metálicos
Industria metálica básicas	371	-Industrias básicas de hierro y acero
	372	-Industrias básicas de metales no ferrosos.
Fabricación de productos metálicos. Maquinaria y equipo.	381	-Fabricación de cuchillería herramientas manuales y artículos de ferretería, muebles, estructuras metálicas.
	382	-Construcción de turbinas y motores, maquinaria agrícola, maquinaria para trabajar los metales, equipo de oficina, excepto maquinaria eléctrica.
	383	-Construcción de maquinaria y equipos eléctricos, radio comunicación y TV, accesorios eléctricos.
	384	-Construcciones navales, equipo ferroviario, automóviles, motocicletas y bicicletas, aeronaves y material de transporte.
	385	-Fabricación de equipo profesional y científico, aparatos fotográficos, fábrica de relojes.
Otras industria manufactureras	390	-Fabricación de joyas y conexas, instrumentos de música, artículos de deporte y otras no especificadas.

CONSUMO Y GASTO EN ENERGÍA POR ACTIVIDAD INDUSTRIAL (1991)

Actividad	Pequeñas y Medianas Empresas					Grandes Empresas				
	Energía		Gasto		Razón	Energía		Gasto		Razón
	Gcal.	%	\$su mil	%	\$su/ Gcal.	Gcal.	%	\$su mil	%	\$su/ Gcal.
31	16701.0	19.6	1306.0	25.5	78.2	186473.8	19.9	4383.2	24.9	23.5
32	3244.7	3.8	335.7	6.6	103.5	37198.3	4.0	1549.8	8.8	41.7
33	14146.0	16.6	775.2	15.1	54.8	25118.6	2.7	1187.9	6.7	47.3
34	1073.3	1.3	138.6	2.7	129.3	9040.4	1.0	560.0	3.2	61.9
35	17937.1	21.1	922.9	18.0	51.5	28071.1	3.0	1273.8	7.2	45.4
36	26310.7	30.9	1110.1	21.7	42.2	566459.2	60.4	7981.7	45.3	14.1
37	159.1	0.2	14.9	0.3	93.7	344.0	0.1	226.4	1.3	658.1
38	5529.7	6.5	495.5	9.7	89.6	84664.7	9.0	447.2	2.5	5.3
39	95.3	0.1	17.0	0.3	178.4	197.3	0.1	8.2	0.1	41.6
Total	85199	100	5116	100	60	937568	100	17618	100	18.80

Fuente: Elaboración propia en base a la IV Encuesta Industrial. CNI, 1991.

Actividad	Pequeñas y Medianas Empresas (%)							Grandes Empresas (%)						
	Elect	Gasol	Kero	Diese	GN	GLP	TOT	Elec	Gasol	Keros	Diese	GN	GLP	TOT
31	26.9	15.8	11.2	18.7	13.7	13.7	100.0	15.7	14.5	0.0	13.1	53.2	3.5	100.0
32	49.2	12.5	6.8	28.8	0.0	2.8	100.0	50.5	4.6	1.6	24.0	18.0	1.3	100.0
33	13.7	15.5	1.7	69.1	0.0	0.1	100.0	8.8	19.3	0.0	70.2	0.0	1.7	100.0
34	64.5	30.0	2.6	1.8	0.0	1.2	100.0	46.5	19.7	1.6	32.2	0.1	0.0	100.0
35	46.4	17.6	1.5	9.8	21.6	3.2	100.0	38.7	9.2	0.1	10.3	41.4	0.3	100.0
36	9.4	5.44	0.8	4.2	79.0	1.1	100.0	11.9	0.5	0.0	1.8	85.7	0.1	100.0
37	6.6	30.9	6.7	44.2	0.0	11.6	100.0	30.1	69.8	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
38	40.7	32.1	0.2	7.4	14.44	5.1	100.0	3.6	2.2	0.0	1.2	1.82	91.2	100.0
39	13.6	33.2	0.0	0.0	0.0	53.3	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Total	25.6	14.1	3.3	20.2	32.6	4.3	100.0	14.5	4.56	0.1	7.2	64.5	9.1	100.0

Fuente: Elaboración propia en base a la IV Encuesta Industrial. CNI, 1991.